



TEKNILLINEN TIEDEKUNTA

Aurinkoenergiayhteisöjen suunnittelu Rovaniemen palvelukylissä

Jyri Mäkelä

PROSESSITEKNIikka

Diplomityö

Joulukuu 2021

TIIVISTELMÄ

Aurinkoenergiayhteisöjen suunnittelu Rovaniemen palvelukylissä

Jyri Mäkelä

Oulun yliopisto, prosessitekniikan tutkinto-ohjelma

Diplomityö 2021, 90 s.

Työn ohjaajat yliopistolla: Eva Pongrácz ja Vinay Shekar

Työn tavoitteena oli määritellä Rovaniemen läheisyydessä olevien kolmen kyläryhmän aurinkosähkön tuotantopotentiaali ja selvittää energiayhteisölle perustamisen mahdollisuutta. Työssä määritettiin sopivat asuinrakennukset energiayhteisölle ja käytiin läpi energiayhteisöjä Suomen ja EU:n lainsäädännössä.

Työssä määriteltiin sopiva katon kallistuskulma mallinnettaville asuinrakennuksille ja selvitettiin, minkälaisia varjostushäviöitä syntyy asuinrakennusten läheisyydessä olevien puiden vaikutuksesta. Kyläryhmien asuinrakennukset mallinnettiin SketchUp-ohjelman avulla ja rakennusten katoille mallinnettujen aurinkopaneelien tuotantoa arvioitiin Skelion-ohjelman avulla.

Tulosten perusteella havaittiin kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaalien välillä selkeitä eroja. Suurimpina vaikuttavina tekijöinä havaittiin rakennusten suuntautuminen ja rakennusten läheisyydessä olevien puiden varjostuksen vaikutus.

Tulosten perusteella ymmärretään paremmin, mitkä olosuhteet vaikuttavat kylien ja kyläryhmien aurinkoenergian tuotantoon ja miten voidaan valita energiayhteisöille sopivimmat alueet. Työn tuloksia voidaan hyödyntää arvioimaan erilaisten harvaan asuttujen alueiden/kylien rakennusten soveltuvuutta energiayhteisönä aurinkosähkön tuotantoon. Tuloksia voidaan yleistää varsinkin Lapin alueen kyliin ja kyläryhmiin, mutta niiden avulla voidaan arvioida myös muiden alueiden energiayhteisöjen kannattavuutta.

Asiasanat: Aurinkoenergia, energiayhteisö, uusiutuva energia, energian tuotanto

ABSTRACT

The potential of building renewable energy communities in the villages of Rovaniemi

Jyri Mäkelä

University of Oulu, Degree Programme of Process Engineering

Master's thesis 2021, 90 pp.

Supervisors at the university: Eva Pongrácz ja Vinay Shekar

The aim of this work was to define solar energy potentials in three village groups of the Rovaniemi region and study the potential of building renewable energy communities. In the work buildings suitable for energy communities were selected, and the legislative framework of energy communities in the Finnish and EU legislation was outlined.

In the work it was assessed what is the suitable roof tilt angle for residential buildings. In addition, the impact of shadings of trees on the production of solar panels installed on the roofs were also evaluated. The residential buildings were modelled with the SketchUp-software and the production of solar panels installed on the roofs of buildings were estimated with the Skelion-software.

The results indicate that there are clear differences in solar energy potential between the village groups. The most significant factors impacting solar energy generation were the buildings' orientation and shading effects from the trees near to buildings.

The results aid in understanding the key factors that impact solar energy generation and also which areas are the most suitable for building renewable energy communities. The results can be used to evaluate what are the types of buildings suitable for solar energy generation in rural areas. In addition, the results of this work can be generalised especially for the villages of Lapland, but results can also help to evaluate the profitability of renewable energy communities in other areas as well.

Keywords: Solar energy, energy community, electricity production, renewable energy

ALKUSANAT

Työn tarkoituksena oli selvittää Rovaniemen alueella olevien kolmen kyläryhmän aurinkoenergiapotentiaali. Työ tehtiin osana SINNI-kylät EAKR hanketta, jonka rahoittajina toimivat Lapin ELY-keskus, Rovaniemen kylien kehittämissäätiö, Napapiirin Energia ja Vesi Oy, Rovakaira Oy sekä Oulun yliopisto. Työ tehtiin Energia- ja ympäristötekniikan tutkimusryhmässä.

Haluaisin kiittää ohjaajiani professori Eva Pongráczia ja DI Vinay Shekaria hyvästä ohjauksesta ja opastuksesta työn aikana. Haluaisin kiittää myös koko muuta SINNI-kylät hankkeen ryhmää: Prof. Tarja Outilaa, FT Harria Antikaista, TkT Sari-Hirvonen-Kantolaa ja TkT Tiina Hotakaista mahdollisuudesta osallistua tähän kiinnostavaan projektiin ja myös hyvistä kommentteista ja avusta työn suorittamisen aikana.

Kiitos myös perheelleni kannustuksesta ja tuesta diplomityön suunnittelun, toteutuksen ja kirjoituksen aikana.

Oulussa, 15.12.2021

Jyri Mäkelä

Jyri Mäkelä

SISÄLLYSLUETTELO

TIIVISTELMÄ

ABSTRACT

ALKUSANAT

SISÄLLYSLUETTELO

MERKINNÄT JA LYHENTEET

1 Johdanto	7
2 Auringon säteily ja aurinkosähkö-järjestelmät.....	10
2.1 Auringon säteily	10
2.2 Aurinkokennot ja niiden toiminta	15
2.2.1 Aurinkopaneelit	17
2.3 Aurinkosähköjärjestelmät	21
2.3.1 Vaihtosuuntaaja	22
2.3.2 Lataussäädin	23
2.3.3 Järjestelmän konfiguraatio.....	23
2.4 Systeemin häviöt	24
2.4.1 Ikääntyminen	24
2.4.2 Lämpötila.....	25
2.4.3 Sopimattomuudesta aiheutuvat häviöt.....	25
2.4.4 Varjostus	26
2.4.5 Likaantuminen	26
2.4.6 Lumi ja jää	26
3 Rovaniemen palvelukylät.....	28
3.1 Ilmasto.....	28
3.2 Lumiolosuhteet.....	31
4 Aurinkoenergiayhteisöt	34
4.1 Energiayhteisöt Euroopan unionin lainsäädännössä	37
4.2 Energiayhteisöt Suomen lainsäädännössä.....	39
4.3 Energiayhteisöt Suomessa ja maailmalla	41
4.3.1 Aurora pyramidit, Levi	42
4.3.2 Sello kauppakeskus.....	42
4.3.3 FinSolar-hanke.....	42
4.3.4 Lempäälän energiayhteisö	43
4.3.5 Tanska.....	43
4.3.6 Saksa	44

5	Metodit	45
5.1	Skelion -ohjelma	45
5.2	Systeemin häviöt	46
6	Projektin kuvaus	48
6.1	Työn kuvaus	49
6.2	Tutkitut kylät	49
6.3	Valitut paneelit	51
7	simulaatiot	53
7.1	Kaltevuusanalyysi	53
7.2	Rakennusten orientaatio	55
7.3	Varjostusanalyysi	55
7.4	Rakennusten reunaehtojen määrittäminen	58
8	Tulosten tarkastelu	63
8.1	Kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaali	63
8.1.1	Kyläryhmä 1	63
8.1.2	Kyläryhmä 2.	64
8.1.3	Kyläryhmä 3	64
8.2	Kylätyypit	65
8.3	Kyläryhmien sähkönkulutus	68
9	Pohdinta ja Johtopäätökset	72
	LÄHDELUETTELO	78

MERKINNÄT JA LYHENTEET

θ	Auringon korkeuskulma
ρ_A	Heijastusvaikutus (albedoarvo)
μm	Mikrometri
CdTe	Kadmiumtelluridi
E_g	Energia-aukko
eV	Elektronivoltti
IEC	International Electrotechnical Commission
IM	Ilmamassa
IPCC	Hallitustenvälinen ilmastonmuutospaneeli (Intergovernmental Panel on Climate Change)
IRENA	Kansainvälinen uusiutuvan energian järjestö (International Renewable Energy Agency)
LCOE	Elinkaaren ajalta laskettu tuotantokustannus (Levelised cost of energy)
MPP	Suurin tehopiste (Maximal power point)
MPPT	Maksimitehopisteen seurantalaite (Maximal power point tracker)
Pa	Pascal
PVGIS	Aurinkoenergian paikkatietojärjestelmä (Photovoltaic Geographical Information System)
TCT	Ristiin kytketty (Total-cross-tied)
VA	Voltttiampeeri
kVA	Kilovoltttiampeeri
kW	Kilowatti
kWh	Kilowattitunti
kWp	Kilowattipiikki
mm	Millimetri
nm	Nanometri

1 JOHDANTO

Ilmastonmuutos ja sen tuomat haasteet ovat suurimpia ihmiskunnan ongelmista tällä vuosisadalla. Pariisin ilmastopöytäkirjassa 2016 asetettiin tavoite pitää ilmastonmuutoksen aiheuttama lämpötilan nousu korkeintaan 2 asteessa ja mielellään 1,5 asteessa. Hallitusten välisen ilmastopaneelin (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) raportin (2018) mukaan nykytoimilla ei tulla kuitenkaan saavuttamaan tavoitetta pitää ilmaston lämpeneminen asetetussa kahden asteen tavoitteessa eikä lähelläkään 1,5 asteen tavoitetta. IPCC:n raportin mukaan jo tämä 0,5 asteen ero vaikuttaa merkittävästi useisiin asioihin maapalolla, kuten arktisen alueen sulamiseen, merenpinnan nousuun, ihmisen hyvinvointiin ja luonnon monimuotoisuuden vähenemiseen. Hiilidioksidipäästöjen tulee pudota vuoden 2010 tasosta 45 % vuoteen 2030 mennessä ja hiilineutraalisuus tavoite tulisi saavuttaa vuoteen 2050 mennessä. Tästä syystä on tehtävä useita muutoksia niin kansallisesti kuin kansainvälisestikin, jotta lämpötilan nousu voidaan rajata asetettuun 1,5 asteen tavoitteeseen. (IPCC 2018)

Yksi toimiva keino fossiilisten polttoaineiden korvaamiseen on aurinkoenergia. Aurinkosähköjärjestelmien LCOE (levelized cost of energy) eli elinkaaren ajalta lasketut tuotantokustannukset ovat pudonneet merkittävästi viimeisen 10 vuoden aikana. (IRENA, 2020a) Kansainvälisen uusiutuvan energian järjestö IRENA:n raportin mukaan teollisen mittakaavan aurinkosähköjärjestelmien LCOE kustannukset putosivat jopa 82 % vuosien 2010 ja 2019 välillä (2020a). IRENA:n raportissa käy ilmi, että aurinkosähköjärjestelmien painotettu keskiarvo LCOE (0,068 \$/kWh) on lähes samalla tasolla kuin matalimmat fossiilisia polttoaineita käyttävien energialähteiden kustannukset tuotettua energiayksikköä kohden (0,05–0,177 \$/kWh). Vaikka katoille asennettavien aurinkosähköjärjestelmien hinnat ovat tyypillisesti korkeampia kuin teollisen mittakaavan aurinkosähköjärjestelmien hinnat, kustannukset putosivat IRENA:n raportin (2020a) mukaan myös 42–82 % maasta ja markkinoista riippuen.

Aurinkosähköjärjestelmien kustannusten merkittävä pieneminen on tehnyt niistä kannattavia sijoituksia myös yksittäisille kotitalouksille. Kustannusten vähenemisen ja aurinkopaneelien tehokkuuden paranemisen seurauksena aurinkosähköjärjestelmät

tulevat kannattaviksi myös yhä pohjoisempana. Tästä esimerkkinä Oulun korkeudella olevan 3,5 kW:n aurinkosähköjärjestelmän takaisinmaksuaika on noin 10–15 vuotta. (Auvinen ym. 2020) Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuteen vaikuttaa kustannusten ja tehokkuuden lisäksi sähkön hinta, vuotuinen auringon säteilyn määrä ja sähkön omakäytön osuus. Taloudellisten hyötyjen lisäksi aurinkosähköjärjestelmän hankkija pienentää myös hiilijalanjälkeään huomattavasti ja tämä onkin yksi keino vähentää energiansektorin aiheuttamia hiilidioksidipäästöjä.

Energiayhteisö on äskettäin tietoisuuteen tullut jakamistalouden muoto. Energiayhteisö tarkoittaa yhteisöä, joka tarjoaa energiapalveluja yhteisön jäsenille. Palvelut voivat liittyä niin energiantuotantoon, -kulutukseen tai esimerkiksi energian varastointiin. Energiayhteisöiden avulla voidaan madaltaa kuluttajien kynnystä aurinkosähköjärjestelmien hankintaan ja yhä useampi asukas pääsee hyötymään uusiutuvien energialähteiden tuotannosta. Energiayhteisöt pienentävät yksittäisen kotitalouden aurinkosähköjärjestelmän hankintakuluja, yhteisö mahdollistaa parhaiden aurinkoenergian tuotantopaikkojen valitsemisen ja suurempi osa tuotetusta sähköstä menee omakulutukseen.

Tämän työn tavoitteena on selvittää Rovaniemen alueella sijaitsevien kolmen kyläryppään aurinkosähköpotentiaalia sekä arvioida mistä mahdolliset energiantuotannon erot johtuvat. SketchUp ja Skelion- ohjelmilla tehtyjen simulaatioiden avulla selvitettiin, miten rakennusten katon kaltevuuskulma vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmien tuotantoon sekä miten rakennusten ympärille olevien puiden varjostus ja kattojen suuntaukset vaikuttaa tuotantoon. Lopuksi työssä laskettiin aurinkosähköntuotantopotentiaali kaikille kyläryppäille.

Työ tehtiin osana Sinnit kylät (SINNI) hanketta, jonka tarkoituksena on määritellä valittujen kylien aurinkoenergiapotentiaali. SINNI-hankkeen perusajatuksena on, että kotitaloudet voisivat muodostaa energiayhteisöjä hyödyntäen virtuaalista voimalaitosta. Virtuaalinen voimalaitos on pilvipohjainen voimalaitos, joka voi yhdistää hajautettua tuotantoa ja kulutusta digitaalisesti. Alueen asukkaat ja kiinteistöjen omistajat voisivat saada tuloja joko energiantuotannosta tai vuokraamalla sopivimmat sijainnit aurinkopaneelien energiantuotantoon. Tällä tavoin alueen asukkaat ja kiinteistön

omistajat voisivat saada lisätuloja ja säilyttää paremmin alueen rakennuksien arvoa. Työpaketissa neljä on tarkoitus selvittää valittujen kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaali ja määrittellä reunaehdot virtuaalisten voimalaitosten perustamiseksi. Tämä työ keskittyy kolmen kyläryhmän aurinkosähköpotentiaalin määrittämiseen sekä analysoimaan mahdollisia tuotannollisten erojen syitä.

Työn tutkimuskysymykset:

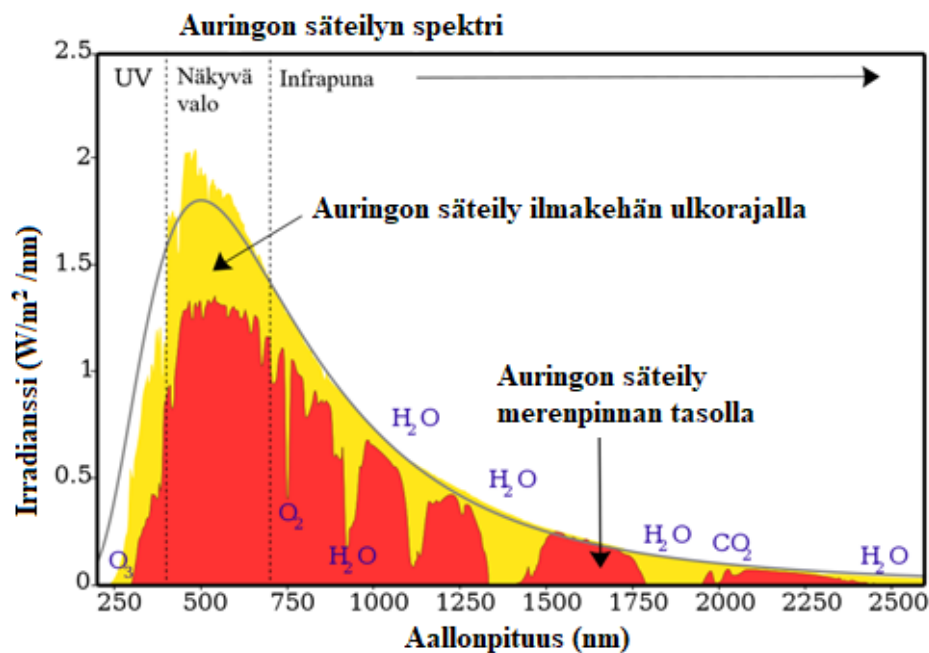
1. Mitkä ovat kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaalit?
2. Mitkä tekijät selittävät mahdollisia eroja aurinkoenergiapotentiaaleissa?

Hypoteesina on, että kyläryhmän 2 aurinkoenergiapotentiaali on korkein, koska kyläryhmässä on ilmakuvista pääteltynä eniten peltomaista aluetta ja kyläryhmän suuntautuu itä-länsi suuntaan menevän Kemijoen mukaan. Tällöin voidaan olettaa, että puiden varjostusvaikutukset ovat alueella vähäisimmät sekä iso osa rakennuksista ja niiden katoista on suuntautunut aurinkoenergialle sopivilla tavoilla.

2 AURINGON SÄTEILY JA AURINKOSÄHKÖ-JÄRJESTELMÄT

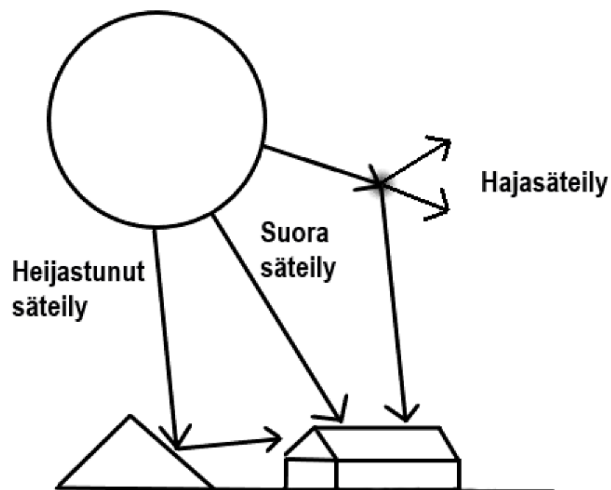
2.1 Auringon säteily

Auringosta tuleva säteilyn voimakkuus vaihtelee auringon aktiivisuuden mukaan noin 11 vuoden sykleissä, mutta keskimäärin auringon säteilyn voimakkuus ilmakehän ulkopuolella on noin 1360 W/m^2 . Auringon säteilyn tullessa ilmakehän läpi, osa säteilystä heijastuu takaisin avaruuteen, osa absorboituu ilmakehän hiukkasiin ja osa törmää ilmakehän hiukkasiin ja hajaantuu. Esimerkiksi otsooni (O^3) absorboi ultraviolettisäteilyä, jonka aallonpituus on alle 350 nm . Vesihöyry absorboi auringon säteilyä useilla eri aallonpituusalueilla, kuten $920\text{--}980 \text{ nm}$ alueella. Ilmankehän ulkopuolella olevan säteilyn sekä merenpinnan tasolle tuleva auringon säteilyn voimakkuus ja ilmakehässä olevien hiukkasten absorbointialueet on esitetty kuvassa 1. Kuvasta 1 huomataan, miten punaisella värillä esitetyllä auringon säteilyllä merenpinnan tasolla on useita kuoppia eri aallonpituusalueilla, johtuen ilmakehässä olevien hiukkasten absorboinnista. (Kirk 2015)



Kuva 1. Auringon säteilyn spektri. (mukaillen MET éireann 2021)

Meren pinnan tasolle tuleva auringon kokonaissäteily koostuu kolmesta eri säteilystä. Suora säteily tulee auringosta suoraan kohteeseen, hajasäteily syntyy, kun auringosta tuleva säteily törmää ilmankehän hiukkasiin ja hajaantuu, ja kolmas säteilyn muoto heijastunut säteily syntyy, kun auringon säteily heijastuu ympäristöstä kohteeseen. Kuvassa 2 on esitelty auringon säteilyn kolme komponenttia. (Mackay 2015)



Kuva 2. Auringon säteily. (mukaillen Mackay 2015)

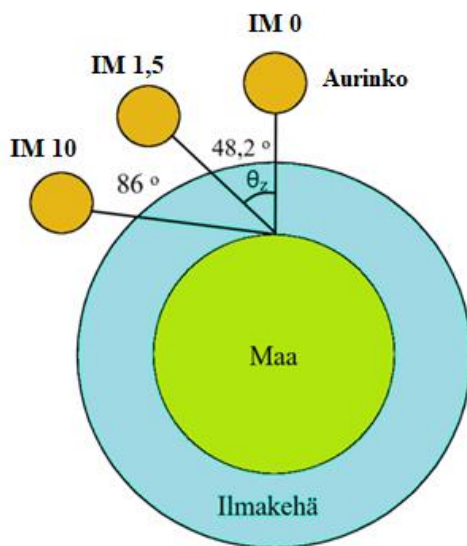
Auringonsäteilyn ilmakehän läpi kulkemaa matkaa kuvataan ilmamassa (IM) termillä. Yleensä standardiolosuhteissa käytetään 1,5 IM arvoa ja se kuvastaa, että auringon säteilyn kulkema matka ilmakehässä on 1,5 kertaa ilmakehän paksuus. Yksinkertaistettuna ilmamassa voidaan laskea seuraavalla kaavalla:

$$IM = \frac{1}{\cos(\theta_z)},$$

jossa θ_z kuvaa auringon korkeuskulman poikkeamaa kohtisuorasta tasosta, jolloin auringon paistaessa suoraan horisontista $\theta_z = 90^\circ$. Tämä kaava ei kuitenkaan toimi oikein, kun θ_z lähestyy 90 astetta. Tällöin voidaan käyttää kuitenkin Kasten ja Youngin (1989) kehittämää kaavaa:

$$IM = \frac{1}{\cos(\theta) + (96,07995^\circ + \theta)^{-1,6364}}$$

Edellä esitetyistä kaavoista voidaan laskea, kuinka paljon ilmamassan arvo kasvaa auringon korkeuskulman muuttuessa kauemmas zenitistä (eli taivaan ylimmästä kohdasta) ja alla esitetyssä kuvassa 3 nähdään, miten kulman muutos vaikuttaa ilmamassan arvoon. Auringon paistaessa $48,2^\circ$ asteesta zenitistä katsottuna ilmamassan arvo on 1,5 eli tällöin auringon säteily kulkee 1,5 kertaisen matkan ilmakehässä verrattuna zenitistä maan pintaan kohtisuoraan tulevaan säteilyyn. Mitä suuremmaksi ilmamassan arvo kasvaa, sitä pitemmän matkan auringon säteily joutuu kulkemaan ilmakehän läpi. Tällöin suurempi osa auringon säteilystä osuu ilmakehän hiukkasiin ja hajaantuu tai absorboituu. Näin säteilyn tehokkuus vähenee auringon paistaessa matalammasta kulmasta. (Mackay 2015)



Kuva 3. Ilmamassan arvon muutos auringon korkeuskulman muuttuessa. (mukaillen Mackay 2015)

Suomessa hajasäteilyn määrä on korkea, aurinkoisella säällä noin 20 % ja pilvisellä säällä lähes kaikki säteily on hajasäteilyä (Erat ym. 2001). Tämä johtuu aiemmin esitetyn ilmamassan vaikutuksesta säteilyn kulkuun maanpinnalle. Heijastuneen säteilyn määrä on riippuvainen säteilyn kohteen sijainnista sekä kohteen kaltevuudesta, auringon korkeuskulmasta ja tuulennopeudesta. (Preisendorfer ja Mobley 1986) Esimerkiksi aurinkopaneelin kaltevuuskulma vaikuttaa siihen, kuinka paljon säteilyä heijastuu ympäristöstä aurinkopaneeleille. Mitä suuremmassa kulmassa aurinkopaneeli on

horisontaaliseen tasoon nähden, sitä enemmän säteilyä heijastuu ympäristöstä paneeleille (Andrews ym. 2013).

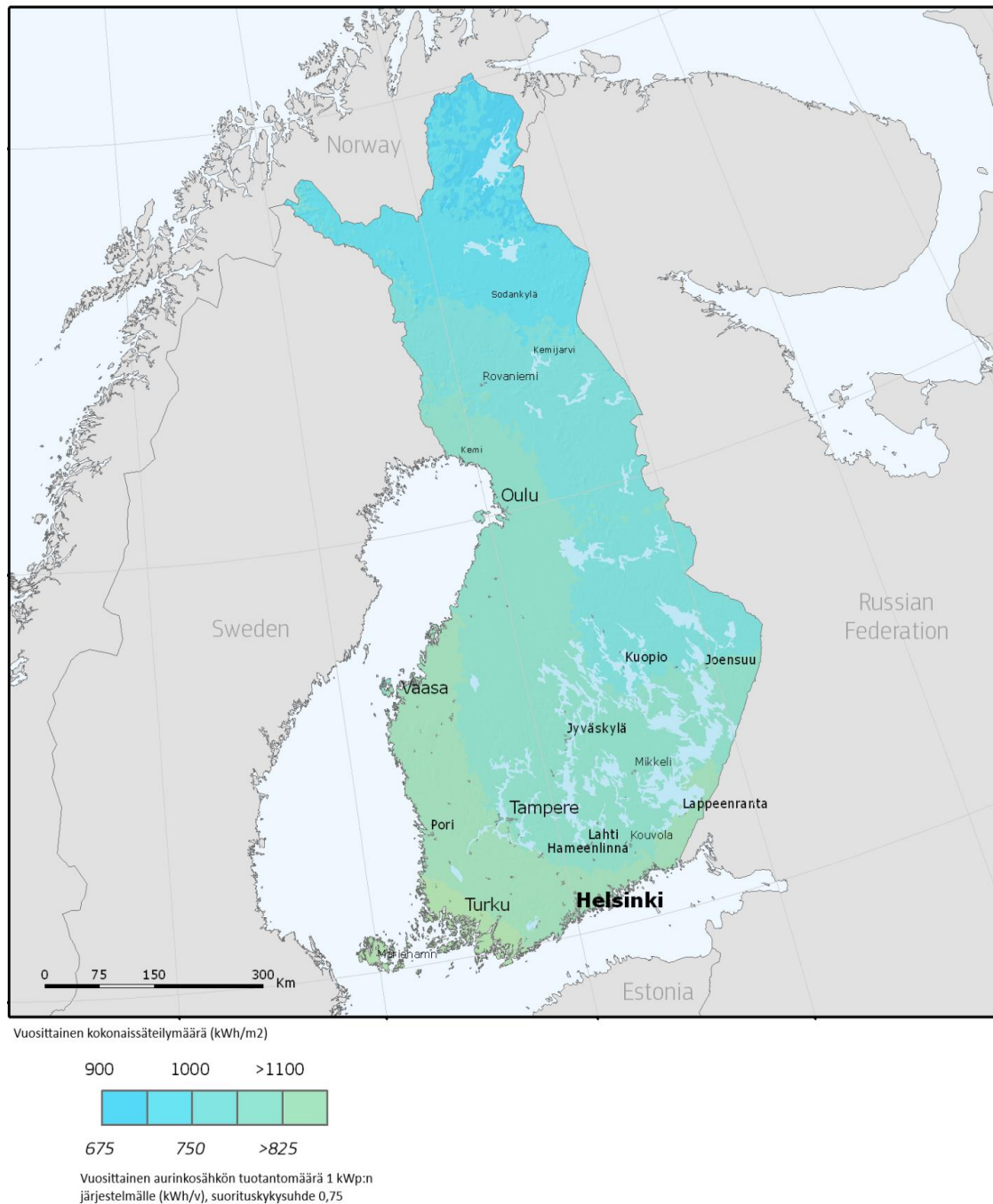
Auringon säteilyn kolmas komponentti heijastunut säteily, vaihtelee paljon olosuhteista ja ympäristöstä riippuen. Albedoarvo kuvastaa kuinka paljon säteilyä heijastuu ympäristön pinnoilta. Lumettomilla alueilla käytetään yleensä albedoarvona 0,2 eli 20 % säteilystä heijastuu maanpinnasta. (Liu ja Jordan 1963) Eri pintojen albedoarvot vaihtelevat riippuen auringon korkeuskulmasta, heijastavasta materiaalista ja sen kulmasta sekä pilvisyydestä. Tästä syystä albedoarvoilla on paljon kausittaista vaihtelua. Lumen albedoarvoon vaikuttaa esimerkiksi lumen ikä, lumen syvyys, pinnan karkeus ja auringon korkeuskulma. (Gueymard ym. 2019). Albedoarvoon vaikuttaa merkittävästi myös tuleen nopeus, koska tuuli voi vaikuttaa heijastavan pinnan tasaisuuteen ja suurempi tuulen nopeus heikentää heijastuvuutta. (Pegau ja Paulson 2001) Lisäksi Brennan ym. (2014) havaitsivat eri pintojen albedoarvon vaihtelevan säteilyn eri aallonpituuksilla. Esimerkiksi lumella on suuremmat albedoarvot pienemmällä aallonpituusalueilla. (Brennan ym. 2014) Koska albedoeffektin suuruuteen vaikuttaa useat tekijät, vaihtelevat tutkimuksissa eri pinnoille esitetyt albedoarvot toisistaan riippuen tutkimusolosuhteista. Alla olevassa taulukossa 1 on esitetty albedoarvoja eri pinnoilla. Veden albedoarvo vaihtelee suuresti, koska veden pinnan tasaisuus vaikuttaa arvoon merkittävästi.

Taulukko 1. Eri pintojen albedoarvoja. (Mackay 2015)

Pinta	ρ_A
Asfaltti	0,15
Nurmi	0,2
Betoni	0,3
Hiekka	0,2–0,6
Lumi	0,5–0,9
Vesi	0,08–1,0

Aurinkosähköjärjestelmien tuotantoon vaikuttaa siis merkittävästi, kuinka paljon auringon säteilyä pääsee aurinkopaneelille kyseisellä sijainnilla. Kuten yllä aiemmin esitettiin, auringon säteilyä pääsee aurinkopaneelille kolmella tapaa, suoraan auringosta, heijastumalla ilmakehästä ja heijastumalla ympäristöstä, kuten esimerkiksi vedestä tai lumesta. Säteilyn määrään aurinkopaneelilla vaikuttavat auringon korkeuskulma,

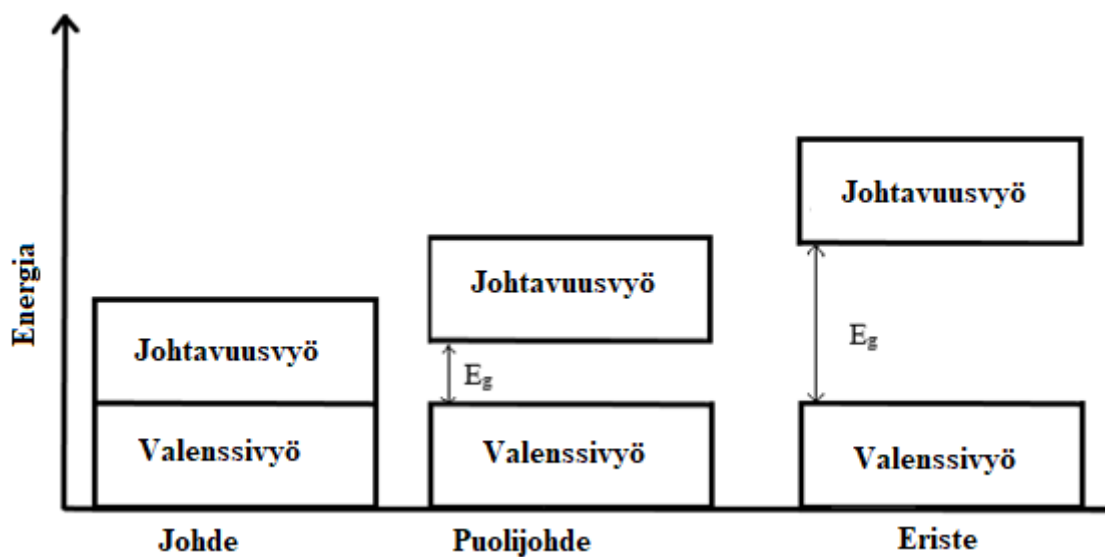
aurinkopaneelin kulma ja suuntaus sekä ilmasto ja ympäristö. Aiemmin esitettiin, miten auringon korkeuskulma vaikuttaa säteilyn määrään, mitä matalammalla aurinko paistaa, sitä enemmän ilmassa on auringon ja kohteen välillä. Alla olevassa kuvassa 4 on esitetty, miten auringon säteilymäärä vaihtelee Suomessa.



Kuva 4. Auringon kokonaissäteily ja optimaalisesti kallistetun 1kw:n aurinkosähkijärjestelmän tuotanto. (mukaillen Huld ym. 2012)

2.2 Aurinkokennot ja niiden toiminta

Aurinkopaneelit koostuvat yhteen kytketyistä aurinkokennoista, jotka muuntavat auringon säteilyn sähköksi valosähköistä ilmiötä hyödyntäen. Auringon säteilyn osuessa aurinkokennoon, säteily varaa auringonpaneelissa olevan elektronin ja nostaa sen alemmalta energiatasolta ylemmälle energiatasolle. Alemmaa tasoa kutsutaan valenssivyöksi ja ylemmää tasoa johtavuusvyöksi. Näiden välissä olevaa tilaa kutsutaan energia-aukoksi E_g ja se kertoo, kuinka paljon energiaa tarvitaan nostamaan elektroni alemmalta valenssivyöltä johtavuusvyölle. Aineet jakautuvat johteisiin, puolijohteisiin ja eristeisiin energia-aukon koon mukaan. Kuvassa 5 on havainnollistettu näiden eroja. (Mackay 2015)



Kuva 5. Johteiden, puolijohteiden ja eristeiden valenssi- ja johtavuusvyö. (mukaillen Mackay 2015)

Puolijohteita käytetään aurinkokennoissa, koska niiden energia-aukko on sopivan suuruinen vastaanottamaan auringon säteilyenergiaa. Eniten aurinkopaneeleissa käytetty puolijohde on pii ja se absorboi auringon säteilystä aallonpituuksia, jotka ovat lyhyempiä kuin 1130 nm ja tätä vastaava energia-aukon energia on noin 1,1 eV. Energia-aukon E_g koko on riippuvainen alkuaineesta. Mitä lähempänä alkuaineen uloimmalla elektronikuorella elektronit ovat atomin ydintä, sitä enemmän tarvitaan energiaa virittämään elektronit johtavuusvyölle. On arvioitu, että optimaalinen energia-aukko on

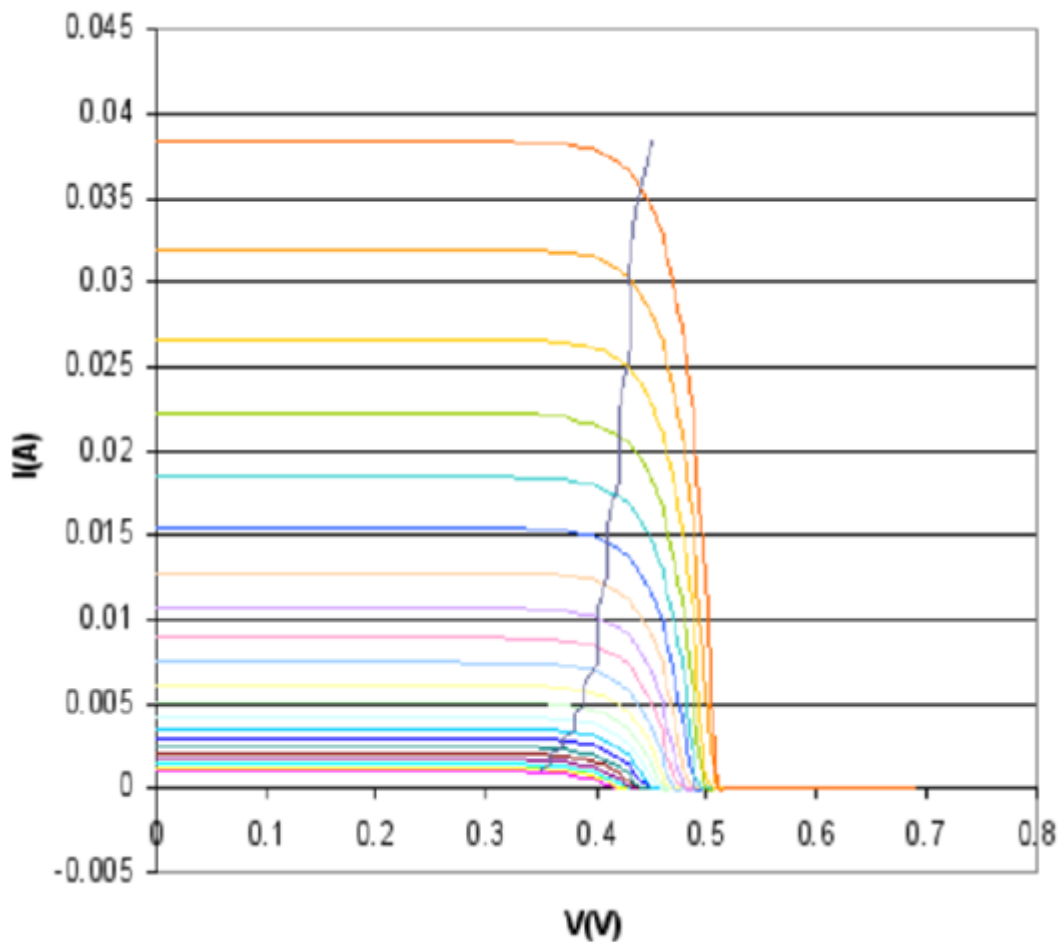
noin 1,2–1,4 eV ja tämän perusteella suurin mahdollinen hyötysuhde laitteelle, joka hyödyntää valosähköistä ilmiötä on Shokley-Queisser rajana tunnettu 31 %. (Mackay 2015)

Aurinkokenno on yleensä rakennettu siten, että kennoissa käytetty puolijohde (yleensä pii) on saostettu alkuaineilla, jotta n-tyypin ja p-tyypin puolijohteille saadaan halutut ominaisuudet. N-tyypin puolijohde valmistetaan saostamalla piitä esimerkiksi fosforilla ja se on päällimmäinen kerros aurinkokennossa, sen paksuuden ollessa noin 1-2 μm (Wirth ym. 2016) Fosforia käytetään, koska sillä on piitä enemmän elektroneja ja tällöin n-tyypin materiaaliin saadaan elektronit toimimaan varauksen kantajina. P-tyypin materiaalit on valmistettu saostamalla piitä alkuaineella, jolla on vähemmän elektroneja kuin piillä. P-tyypin materiaaleissa on käytetty esimerkiksi booria. Kun p- ja n-tyypin materiaalit yhdistetään toimivat elektronit ja aukot varauksen kuljettajina, elektronien pyrkiessä täyttämään p-puolen aukot. Aurinkokennon toiminta perustuu siihen, että kennossa on sisäinen sähkövaraus, kun n-puolen atomi on luovuttanut yhden elektronin se muodostaa positiivisen varauksen ja p-puolella taas negatiivisen varauksen. Auringon säteilyn varatessa elektronin p-tyypin materiaalissa, varautunut elektroni pyrkii kulkeutumaan sisäisen sähkökentän takia n-puolelle. Toisaalta n-puolen materiaalissa varautuneesta elektronista jäänyt aukko siirtyy p-puolelle. Ulkoisen virtapiirin avulla elektronit voidaan johtaa takaisin p-puolelle ja samalla muodostaan sähkövirta ulkoiseen virtapiiriin. (Mackay 2015)

Yleensä aurinkokennot on valmistettu siten, että niissä on vai yksi pn-liitos. Tällöin sen tehokkuus on voi maksimissaan olla jo aiemmin mainittu Shokley-Queisser raja 31 %, mikäli käytetään yksipuolista aurinkokennoa. Aurinkokennon tehokkuutta voidaan parantaa käyttämällä kaksipuolista (bifacial) kennoa, jolloin kennojen teoreettinen tehokkuus paranee, kun ne hyödyntävät auringon säteilyä tehokkaammin (Wirth ym. 2016). Aurinkokennojen tehokkuutta voidaan parantaa myös tekemällä kennoihin useampia pn-liitoksia. Tällöin aurinkokenno hyödyntää auringon säteilyä suuremmalta aallonpituusalueelta. (Kirk 2015)

2.2.1 Aurinkopaneelit

Yksittäiset aurinkokennot liitetään sarjaan, jotta saadaan aurinkopaneelille haluttu jännite. Sarjaan kytkettyjen aurinkokennojen jännite saadaan kertomalla sarjassa olevien kennojen määrä yksittäisen kennon jännitteellä. Sarjaan kytketyt aurinkokennot kytketään rinnan yhtä suuren määrän omaavien sarjaan kytkettyjen kennojen kanssa ja aurinkopaneelin tehoksi saadaan laskemalla yhteen kaikki aurinkokennojen tehot. (Kalogirou 2014)



Kuva 6. Aurinkokennojen I-V käyrät auringon säteilyn eri voimakkuuksilla. (mukaiillen ZyMOS 2006)

Kuvasta 6 nähdään, miten auringon säteilymäärän kasvaessa virran (I) maksimaalinen arvo nousee ja aurinkopaneelistä saatava teho kasvaa. Lämpötilan noustessa kuvaajan jännitteen (V) maksimaalinen arvo laskee ja siitä seuraa aurinkopaneelin tehon heikkeneminen. Aurinkopaneelilla on yksi maksimaalisen tehon piste (MPP), joka on

riippuvainen aurinkopaneelissa olevasta sähkövirrasta ja jännitteestä kuvan 6 mukaisesti. (Kalogirou 2014)

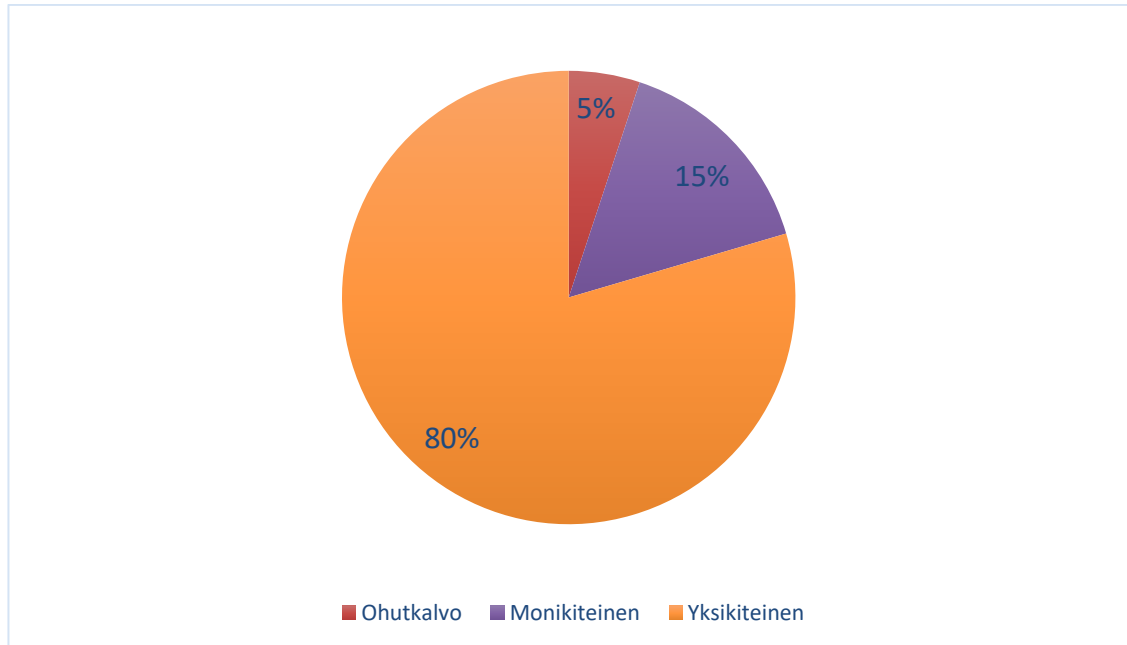
Aurinkopaneelien tekniikasta puhuttaessa, ensimmäisen sukupolven kennoiksi kutsutaan tekniikoita, jotka on valmistettu piikiteisistä kennoista. Toisella sukupolvella viitataan yhden pn-liitoksen sisältäviin ohutkalvokennoihin ja kolmannella viitataan teknologioihin, jotka käyttävät uusia materiaaleja, kuten orgaanisia ja polymeerisiä kennoja, perovskiittikennoja ja kvanttipistekennoja. (Benda ja Cerna 2020)

Tällä hetkellä suurimmat markkinaosuudet aurinkopaneelitekniikoista on ensimmäisen sukupolven aurinkopaneeleilla. Ne jakautuvat pääasiassa yksikide- ja monikidetekniikoihin, jotka jakautuvat vielä n-tyypin ja p-tyypin tekniikoihin, riippuen kumpi tyyppi toimii perusrakenteena ja kumpi pinnoitteena. P-tyypin aurinkokennot olivat markkinoilla hallitsevassa asemassa pitkään osittain niiden paremman avaruuteen soveltuvan tekniikan ja helpomman valmistusprosessin seurauksena. (MacDonald 2012) Valmistustekniikoiden kehittyessä kennovalmistajat ovat alkaneet myös kehittämään perusrakenteeltaan n-tyypin aurinkokennoja ja tällä hetkellä markkinoiden tehokkaimmat kennot ovatkin n-tyypin kennoja. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems 2021; MacDonald 2012) Markkinoilla olevista aurinkopaneeleista yksikidetekniikkaa käyttävillä aurinkopaneeleilla on paras hyötysuhde, joka on noin 15–22 % valmistajasta riippuen. Monikidepaneeleilla hyötysuhde on noin 13–16 %, mutta ne ovat halvempia valmistaa verrattuna yksikidepaneeleihin. Ohutkalvopaneelia käyttävät tekniikoiden hyötysuhteet vaihtelevat 6–18 % välillä. Ohutkalvopaneelit ovat huomattavasti halvempi tehdä ja ne tuottavat myös paremmin varjostuksen alaisissa olosuhteissa, mutta niiden elinkaari on lyhyempi kuin ensimmäisen sukupolven aurinkopaneeleilla. (Tripathy ym. 2016; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems 2021)

Czochrahki-menetelmällä valmistetaan yksikiteistä piitä kasvattamalla siemenkiteen ympärille yksikiteistä rakennetta sulatetun piin jäähtyessä siemenkiteeseen. Monikiteisiä piiharkkoja valmistetaan sulatetusta piistä lämpötilaa kontrolloimalla ja valamalla piiharkon rakenne mahdollisimman tasaiseksi. Tämän jälkeen piiharkot upotetaan yleensä boroniin tai fosforiin, jotta niille saadaan p-tai n-tyypin ominaisuudet. Lopuksi piiharkot muokataan sopivaan muotoon, josta ne voidaan helposti sahata ohuiksi levyiksi.

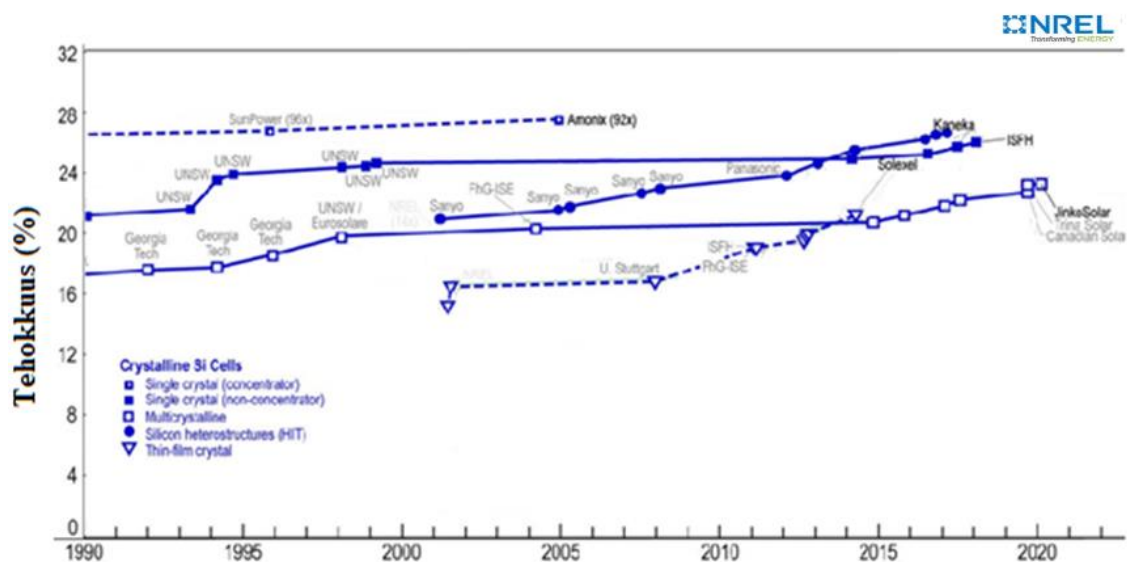
Sahatut piikennot päällystetään joko p- tai n-tyypin materiaalilla, jotta kennoon saadaan pn-liitos. (Ferrazza 2018) Lopullisten kennojen pinnan rakenne on yleensä pyramidimainen ja päällystetty heijastamattomalla kerroksella, auringon säteilyn heijastumisen minimoimiseksi. Sähkövirran aikaansaamiseksi kennon ylä- ja alaosa on päällystetty verkkomuotoon mallinnetulla hopea- ja alumiinitahnalla. (IRENA & IEA-PVPS, 2016)

Al-BSF (aluminum back surface field) on yleisin käytetty tekniikka aurinkopaneeleissa, jossa piikiekkujen yläpuolen johteena toimii silkipainettu hopeapasta ja takaosan johteena silkipainettu alumiinipasta. (Green 2005) PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) on Al-BSF tekniikasta paranneltu tekniikka, jolla on parempi hyötysuhde takapinnan passivoidun kerroksen ansiosta. (Kumar ym. 2017) IBC (interdigitated back contact) teknologiassa molemmat aukkojen ja elektronien kerääjät on sijoitettu kennon taakse, jotta vältetään metallijohtimien varjostusvaikutuksilta kennon etuosassa. (Holleman ym. 2020) HJT (silicon heterojunction) kennoissa on hyödynnetty kiteisen ja amorfisen piin kennotekniikoita ja sillä on saavutettu suurimmat hyötysuhteet laboratorio oloissa. (Green 2018) Alla olevassa kuvassa 7 on esitetty, miten aurinkopaneelien tuotanto jakautui vuonna 2020. Ohutkalvotekniikoista suurimmat tuotanto-osuudet olivat vuonna 2020 CdTe- tekniikalla, noin 78 %. Cl(G)S tekniikan osuudet olivat noin 19 % ja a-Si tekniikalla noin 3 %. CdTe eli kadmiumtelluridi on pääasiassa First Solarin kehittämä kennoteknologia, jonka valmistusprosessissa on päästy todella alhaisiin valmistuskustannuksiin (alle 1 \$/W). (Kalogirou 2014) Tällä hetkellä First Solarin markkinoilla olevat CdTe-kennojen hyötysuhde on 18 % (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems 2021).



Kuva 7. Eri tekniikoiden tuotantomäärien osuudet maailman aurinkopaneelituotannosta. (mukaillen Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems 2021)

Aurinkopaneeleiden tekniikka kehittyä vaihtua ja eri tekniikoilla saavutetut tehokkuudet paranevat vuosi vuodelta. Alla olevassa kuvassa 8 on esitetty piipohjaisten aurinkokennojen kehitystä 1990 luvulta vuoteen 2020.



Kuva 8. Piikidekennojen tehokkuuden kehitys (mukaillen NREL 2021)

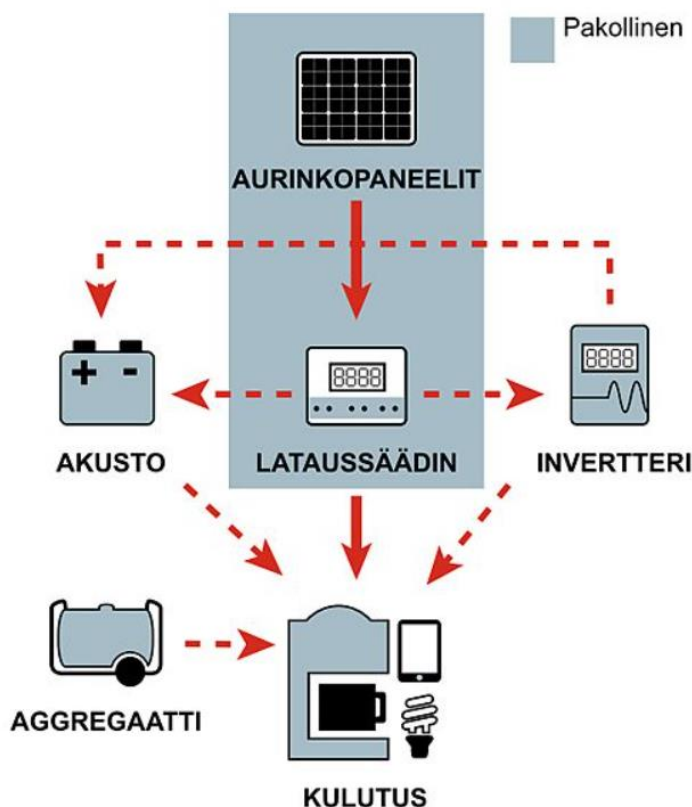
2.3 Aurinkosähköjärjestelmät

Aurinkosähköjärjestelmät erotellaan yleensä sähkön jakeluverkkoon kytkettyihin ja siihen kytkemättömiin järjestelmiin. Järjestelmässä käytetyt komponentit riippuvat liitännätavasta ja esimerkiksi siitä onko järjestelmässä akustoa. Verkkoon liitetyissä aurinkosähköjärjestelmissä pääkomponentteina ovat aurinkopaneelit sekä vaihtosuuntaaja eli invertteri. Järjestelmä voi sisältää myös akustoa, jolloin akuston lisäksi tarvitaan lataussäädin. Kuvassa 9 on esitetty verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän pääkomponentit ja niiden kytkentäjärjestys. (Motiva 2021)



Kuva 9. Verkkoon liitetyn aurinkosähköjärjestelmän pääkomponentit. (Motiva 2021a)

Verkkoon kytkemättömässä järjestelmässä pääkomponentteina aurinkopaneelien lisäksi on lataussäädin ja akusto. Tämän lisäksi järjestelmässä voi olla invertteri, jonka avulla tasavirtainen sähkö voidaan muuntaa vaihtovirtaiseksi sähköksi. Alla olevassa kuvassa 10 on esitetty verkkoon kytkemättömän järjestelmän pääkomponentit.



Kuva 10. Verkkoon kytkemättömän aurinkosähköjärjestelmän pääkomponentit. (Motiva 2021b)

2.3.1 Vaihtosuuntaaja

Vaihtosuuntaajan eli invertterin tehtävä on muuttaa aurinkopaneelien tuottama tasavirtainen sähkö verkkoon sopivaksi vaihtovirtaiseksi sähköksi. Vaihtosuuntaaja voi olla yksivaiheinen tai kolmivaiheinen, riippuen, miten se kytketään tuotantopaikan verkkoon. 1-vaiheinen invertteri on kytketty tuotantopaikalla kiinteistön sähköjärjestelmän yhteen vaiheeseen, jolloin tuotettu sähkö voidaan ohjata vain siihen vaiheeseen kytketyille sähkölaitteille. 3-vaiheinen invertteri on kytketty kiinteistön sähköjärjestelmän kaikkiin kolmeen vaiheeseen, jolloin kaikki kiinteistön verkossa olevat sähkölaitteet voivat hyödyntää aurinkosähköjärjestelmän tuottamaa sähköä. (Motiva 2021a) Vaihtosuuntaajan tärkeimpiä ominaisuuksia on, kuinka hyvällä hyötysuhteella se pystyy muuntamaan siihen syötetyn tasavirran vaihtovirraksi. Vaihtosuuntaajan hyötysuhde on riippuvainen sen nimellistehosta ja millä tehoalueella se operoi. Aurinkosähköjärjestelmä toimii hyvällä hyötysuhteella, kun aurinkopaneelien tuottama teho on tarpeeksi suuri ylläpitämään vaihtosuuntaajan toimintaa lähellä korkeinta

hyötysuhdetta. Aurinkosähköjärjestelmässä voidaan käyttää yksittäistä tai useampaa vaihtosuuntaajaa, yksittäisiä mikrovaihtosuuntaajia jokaiselle paneelille tai keskusvaihtosuuntaajaa (isoissa teollisen mittakaavan tuotantolaitoksissa). Vaihtosuuntaajissa on usein myös MPPT-seurain (Maximal power point tracker), jonka avulla optimoidaan operointijännite (V), jotta aurinkosähköjärjestelmästä saadaan maksimaalinen teho. Vaihtosuuntaajasta riippuen niissä voi olla yksi tai useampi MPPT-seurain johon järjestelmän aurinkopaneelit voidaan kytkeä. MPPT-seuraimeen kytkettyjen aurinkopaneelien tehokkuuteen vaikuttaa siinä olevat heikoimmalla tehokkuudella toimivat aurinkopaneelit. (Kalogirou 2014)

Esimerkiksi Deline ym. (2012) tutkivat, miten eri vaihtosuuntaajien käyttö vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmän tuotantoon eri varjostusolosuhteissa. Tutkimuksessa kävi ilmi, että mikroinverttereitä käytettäessä tehokkuus oli 8 % parempi verrattuna yksittäiseen invertteriin, kun varjostusvaikutukset vähensivät säteilyn määrää noin 15-20 %. Mikrovaihtosuuntaajat ovat kalliimpia, koska jokainen aurinkopaneeli tarvitsee oman vaihtosuuntaajan. Toisaalta mikrovaihtosuuntaajien avulla jokainen aurinkopaneeli toimii sen parhaalla teholla, verrattuna järjestelmään, jossa on yksittäisiä inverttereitä useammalle aurinkopaneelille. Aurinkosähköjärjestelmissä käytettävä vaihtosuuntaaja valitaan huomioiden järjestelmän koko ja miten eri paneelien tuotannot eroavat toisistaan. (Kalogirou 2014)

2.3.2 Lataussäädin

Aurinkopaneelien ja akuston väliin tarvitaan lataussäädin estämään akuston ylilatautuminen ja alilatautuminen. Lataussäädin määrittää yleensä operointijännitteen akuston jännitteen mukaan, mutta aurinkopaneelien tehokkuus voi heiketä, mikäli ne eivät toimi niiden optimaalisella jännitteellä. Markkinoilla on kuitenkin lataussäätimiä, jotka voivat optimoida molempien jännitteen erikseen, jolloin varmistetaan aurinkopaneelien toiminta sen MPP alueella. (Kalogirou 2014; Motiva 2021b)

2.3.3 Järjestelmän konfiguraatio

Aurinkopaneelit voidaan kytkeä järjestelmään usealla eri tavalla riippuen paneelien määrästä, paneelien sijainnista ja varjostusolosuhteista. Yleisimmin käytetty

konfiguraatio on yhdistelmä sarjaan kytkettyjä paneeleita ja nämä eri sarjat on kytketty rinnan. Paneeleiden määrällä sarjassa voidaan kontrolloida järjestelmän haluttua jännitettä ja rinnan kytkettyjen sarjojen määrällä sähkövirran suuruutta. Lopuksi paneelit on kytketty järjestelmän koosta riippuen yhteen tai useampaan invertteriin, josta se ohjataan tuotantokohteen kulutukseen tai sähköjakeluverkkoon. Muita mahdollisia kytkentätapoja on sarjaan kytkentä, rinnankytkentä, TCT (total cross tied), bridge link ja hunajakennokytkentä. Kytkentätavalla on väliä varsinkin osittaisen varjostuksen olosuhteissa. Useissa tutkimuksissa (Malathy ja Ramaprabha 2015; Bingol ja Ozkaya 2018; Satpathy ym. 2018; Jha ja Triar 2019) on havaittu, että paras kytkentätapa osittaisen varjostuksen olosuhteissa on TCT-kytkentä. Järjestelmän tehokkuus on parempi, mutta järjestelmä vaatii samalla myös huomattavasti enemmän johtoja. (Malathy ja Ramaprabha 2015)

2.4 Systemin häviöt

Aurinkosähköjärjestelmissä tapahtuu tehohäviöitä useiden tekijöiden vaikutuksesta. Valmistajien tuotteelle lupaamat tehot saattavat poiketa todellisesta tehokkuudesta, koska valmistajien lupaamat teholumemat ovat yleensä mitattu standardiolosuhteissa ja ne voivat poiketa huomattavasti todellisista olosuhteista. Aurinkopaneeleissa voi tapahtua myös pientä tehon alenemista, kun se asetetaan ensikertaa alttiiksi auringon valolle. Aurinkosähköjärjestelmässä tapahtuvien häviöiden lisäksi järjestelmässä tapahtuu pieniä häviöitä johdotuksessa sekä paneeleissa olevien diodien aikaansaama yhteyden menetyksen seurauksena. (Maghami ym. 2016; Ekici ja Kopru 2017)

2.4.1 Ikääntyminen

Aurinkopaneelien ikääntymisestä aiheutuvat tehohäviöt riippuvat aurinkokennoteknologiasta, paneelien valmistajasta ja olosuhteista, joissa paneeleita käytetään. Jordanin ja Kurtzin (2013) tutkimuksessa paneelien keskimääräinen tehohäviö vuodessa oli noin 0,8 %, ja Jordan ym. (2016) tutkimuksessa havaittiin piipohjaisten paneelien tehohäviöiden olevan noin 0,5–0,6 % vuodessa.

2.4.2 Lämpötila

Lämpötila vaikuttaa suoraan aurinkopaneelien tehokkuuteen, ja tehokkuuden vähenemisen suuruus riippuu paljolti käytetystä tekniikasta, systeemin ominaisuuksista ja olosuhteista (Dubey ym. 2013). Parhaimmillaan aurinkokennot muuttavat auringon säteilystä sähköksi yli 20 %. Loput säteilystä muuttuvat aurinkokennossa lämmöksi, joka nostaa kennon lämpötilan ilman lämpötilaa korkeammaksi. Aiemmin esitetyssä kuvassa 6 havainnollistettiin, miten lämpötilan nousu vähentää aurinkokennon maksimaalisen jännitteen arvoa ja nostaa hieman sähkövirran suurinta mahdollista arvoa. Tästä syystä kennon MPP- piste alenee ja kennon teho heikkenee. Lämpötila vaikuttaa myös vähemmistö varauksenkuljettajien elinaikaan, liikkuvuuteen ja diffuusioon sekä lisää kennossa tapahtuvaa rekombinaatiota. Näiden syiden seurauksena aurinkokennon tehokkuus pienenee lämpötilan kasvaessa. (Bayrakci ym. 2014)

Ye ym. (2014) tutkivat, miten eri aurinkopaneelitekniikoiden tehokkuus muuttuu lämpötilan muuttuessa. Tutkimuksessa kävi ilmi, että yksikiteisten piipaneelien tehohäviö oli alle -0,8 % ja monikidepiipaneelien noin -1,0 % sekä ohutkalvoisten paneelien tehohäviöt olivat noin -2,0 %. Aurinkopaneelien valmistajat kertovat aurinkopaneelien tiedoissa, kuinka suuri tehohäviö kyseisellä paneelilla tapahtuu keskimäärin yhden asteen lämpötilan nousun seurauksena.

2.4.3 Sopimattomuudesta aiheutuvat häviöt

Vaikka aurinkopaneelit on tuotettu samassa valmistuslinjassa niissä voi olla pieniä rakenteellisia eroja, joiden seurauksena tapahtuu tehohäviöitä, kun nämä aurinkopaneelit kytketään yhteen. MPPT-seurain optimoi aurinkopaneelien toiminnan korkeimmassa tehopisteessä, mutta tuotannollisten erojen seurauksena yhteen kytketyissä aurinkopaneeleissa voi esiintyä eroa niiden korkeimman sähkövirran ja jännitteen välillä. Mikäli paneelit on kytketty sarjaan MPPT-seurain optimoi sähkövirran suuruuden sarjassa olevan matalimman sähkövirran (I_{\max}) omaavan paneelin mukaan, jolloin korkeamman sähkövirran arvon omaavat paneelit toimivat heikommalla tehokkuudella. Jos paneelit on kytketty rinnan, tällöin MPPT-seurain toimii samoin, mutta optimoi toiminnan pienimmän jännitearvon (V_{\max}) paneelin mukaan. (Shirzadi ym. 2014; Motiva 2021b)

2.4.4 Varjostus

Varjostus vaikuttaa aurinkopaneelien tuotantoon, koska se vähentää säteilyn määrää aurinkopaneelilla. Järjestelmän häviöt kuitenkin riippuvat paljolti, miten aurinkosähköjärjestelmän komponentit (paneelit ja invertteri) ovat kytketty. Tämä johtuu aiemmin esitetystä paneelien yhteensopimattomuudesta, jolloin samaan MPPT-seuraimeen kytketyt aurinkopaneelit toimivat heikoimman tehokkuuden omaavan paneelin teholla eli tässä tapauksessa varjostetun paneelin teholla. Aiemmin jo todettiin, miten mikroinvertterillä voidaan vähentää varjostuksesta aiheutuvia tehohäviöitä. Toinen keino vähentää varjostuksesta aiheutuvia häviöitä on käyttää invertteriä, jolla on mahdollisimman monta MPPT-seurainta. Näin voidaan minimoida yksittäisen paneelin vaikutus muihin paneeleihin. (Ali ja Khan 2020)

Useissa tutkimuksissa (Bingöl ja Özkaya 2018; Malathy ja Ramaprabha 2015; Jha ja Triar, 2019) on havaittu, TCT- kytkennän olevan paras kytkentätapa minimoimaan varjostuksesta aiheutuvia tehohäviöitä. TCT-kytkentä vaatii kuitenkin enemmän johdotusta, joten se tulee taloudellisesti kalliimmaksi järjestelmäksi. (Jha ja Triar 2019)

2.4.5 Likaantuminen

Likaantumisesta aiheutuvat häviöt johtuvat siitä, että esimerkiksi pöly peittää aurinkopaneelia, jolloin siihen pääsee vähemmän auringonvaloa ja paneeli ei toimi sen parhaalla teholla. (Maghami ym. 2016) Yksi tällainen likaantumisen lähde on esimerkiksi siitepöly, joka toimii kausittaisena likaantumisen lähteenä. (Sanz Saiz ym. 2020)

2.4.6 Lumi ja jää

Lumi aiheuttaa aurinkopaneelille tehohäviöitä, kun lumi peittää paneelin. Tehohäviöiden suuruus riippuu lumikerroksen paksuudesta, sillä osa auringon valosta pääsee paneelille lumen läpi, mutta mitä paksumpi lumikerros, sitä vähemmän auringon valoa pääsee paneelille. (Andenæs ym. 2018) Paneelin pinnalle muodostunut jää voi myös heikentää aurinkopaneelien tehokkuutta. Lumen ja jään kertymisen estäminen aurinkopaneelin pinnoille on jaettu yleensä passiivisiin ja aktiivisiin menetelmiin. Jään ja lumen muodostumisen vähentämisen kolme perusideaa on pienentää jään kiteytymisen

mahdollisuutta paneelin pinnassa, viivyttaa kiteytymistä, siten että vesi kerkeää valua ennen jäätymistä ja vähentämällä pinnan sekä jään ja välistä adheesiota. (Borrebaek ym. 2020) Kiteytymistä voidaan vähentää hydrofobian avulla, eli lisäämällä pinnan vettä hylkiviä ominaisuuksia. Tällöin vesi valuu paneelin pinnalta pois eikä kiteytymistä kerkeä tapahtua. (Kreder ym. 2016) Kiteytymisen viivyttämisen ideana on pyrkiä minimoimaan heterogeeninen kiteytyminen, joka tapahtuu kiinteän pinnan ja veden välillä korkeammissa lämpötiloissa verrattuna homogeeniseen kiteytymiseen, joka tapahtuu teoriassa vain puhtaan veden välillä. Yksi tapa vähentää heterogeenistä kiteytymistä on kondensoida vesi isommiksi pisaroiksi ennen jäätymistä, jolloin se valuu helpommin paneelilta. (Varanasi ym. 2009) Kolmas tapa on vähentää jään sekä lumen adheesiota pinnan välillä, jolloin lumi ja jää valuu ajoittain paneelien päältä pienen adheesion sekä painovoiman ja muiden voimien, kuten tuulen vaikutuksesta. (Parent ja Ilinca 2011) Aktiiviset lumen ja jään kertymisen vähentämiskeinot voidaan jakaa kolmeen osaan: kemiallisiin käsittelyihin, pinnan lämmittämiseen sekä mekaanisiin poistomenetelmiin. Kemiallisena keinona voidaan käyttää samaa ainetta, kuten lentokoneiden jäänpoistossa käytetään. Se on kuitenkin kallista ja sen havaittu olevan ympäristölle haitallista. Paneelien lämmittämällä voidaan saada lumi ja jää valumaan pois paneelien päältä. Borrebaek ym. (2020) tutkimuksen mukaan on kuitenkin epäselvää olisiko tällainen järjestelmä taloudellisesti kannattavaa.

On myös havaittu, että kylmissä olosuhteissa oleville aurinkopaneeleille tapahtuu enemmän halkeamia mahdollisesti lumen ja jään vaikutuksesta, verrattuna lämpimimpiin olosuhteisiin (Köntges ym. 2018). Andenæs ym. (2018) tutkimuksen mukaan halkeamat johtuvat pääasiassa mekaanisesta kuormasta aurinkopaneelien päällä.

3 ROVANIEMEN PALVELUKYLÄT

Rovaniemi on pinta-alaltaan yli 8000 neliökilometriä ja se onkin kooltaan Euroopan suurin kaupunki. Rovaniemi on jaettu kuuteen suuralueeseen, jotka ovat Rovaniemen keskusta, Ounasjoki, Sodankyläntien suunta, Ranuantien suunta sekä Alakemijoki ja Yläkemijoki. Rovaniemen keskustan palvelujen lisäksi jokaisella suuralueella on palvelukylä, josta löytyy kylästä riippuen muun muassa kauppa, koulu, kirjasto ja päiväkot. Alla olevassa kuvassa 11 on esitetty Rovaniemen kunta ja sen sijainti Suomen kartalla.

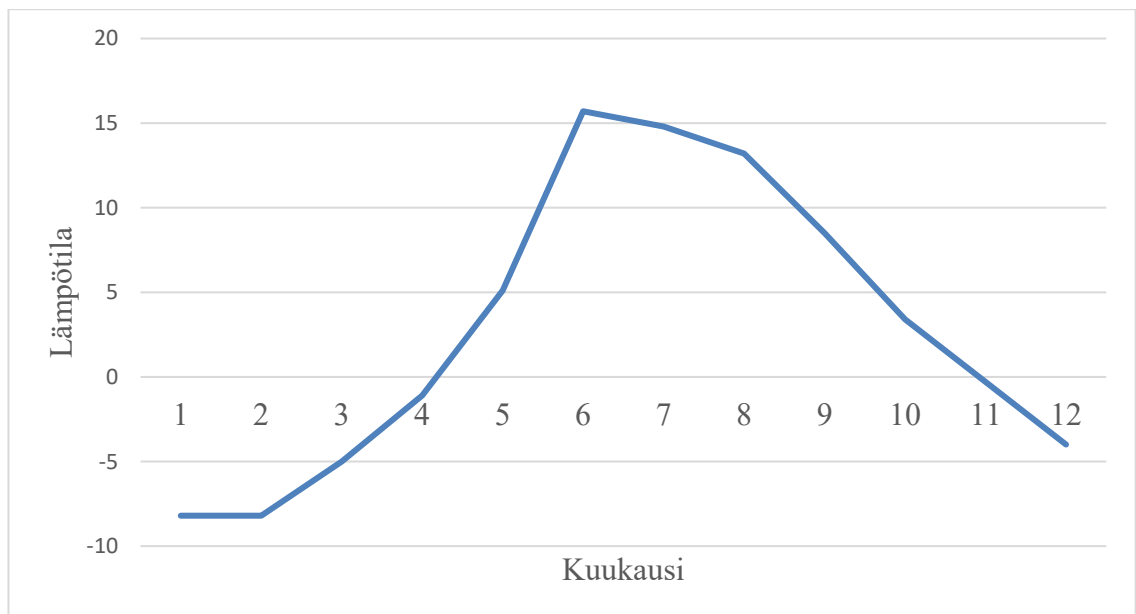


Kuva 11. Rovaniemen suuralueet. (mukaillen Rovaniemi 2021 ja Fenn-O-maniC 2021)

3.1 Ilmasto

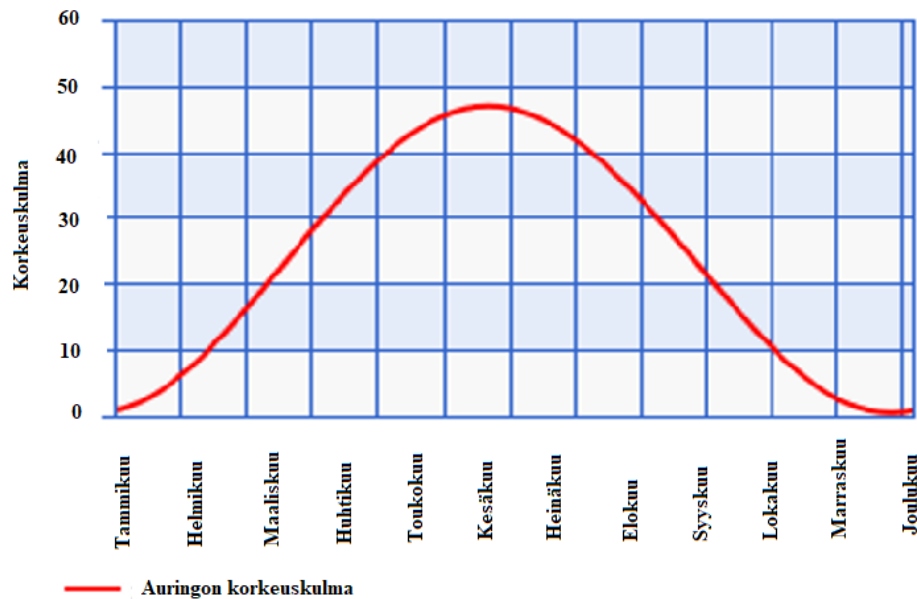
Köppenin ilmastoluokituksen mukaan Suomi kuuluu kokonaisuudessaan lumi-ilmaston ja metsäilmaston kostea- ja kylmätalviseen tyyppiin. Suomi on jaettu tarkemmin vielä viiteen ilmaston pääluokkaan, josta Rovaniemi sijaitsee pohjoisboreaalisen ja keskiboreaalisen metsävyöhykkeen rajalla. (Ilmatieteenlaitos, 2021a) Molemmilla

vyöhykkeillä havupuut toimivat puuston eniten esiintyvät lajikkeena ja lehtipuista vyöhykkeillä esiintyy lähinnä koivuja. (Esseen ym. 1997) Rovaniemen vuoden keskilämpötila on noin $+0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ ja keskilämpötilan vaihtelu on esitetty kuvassa 12. Kuten kappaleessa 2: *Auringon säteily ja aurinkosähköjärjestelmät* mainittiin, lämpötilalla on vaikutusta aurinkopaneelin tehokkuuteen siten, että mitä matalampi lämpötila sen tehokkaammin aurinkokennot toimivat.



Kuva 12. Rovaniemen alueen kuukausien keskilämpötilat. (Ilmatieteen laitos 2021b)

Aurinkopaneelien optimaaliseen kallistuskulmaan vaikuttaa merkittävästi auringon korkeuskulma. Rovaniemen alueella auringon korkeuskulma on korkeimmillaan noin 47 asteessa ja matalimmillaan 0 asteessa. (Huld ym., 2012) Tällöin alle 47 asteessa oleva aurinkopaneeli saa eniten säteilyä ja säteilyn määrä vähenee, kun auringon korkeuskulma laskee. Alla olevassa kuvassa 13 on esitetty, miten auringon korkeuskulma vaihtelee vuoden aikana Rovaniemen korkeudella.

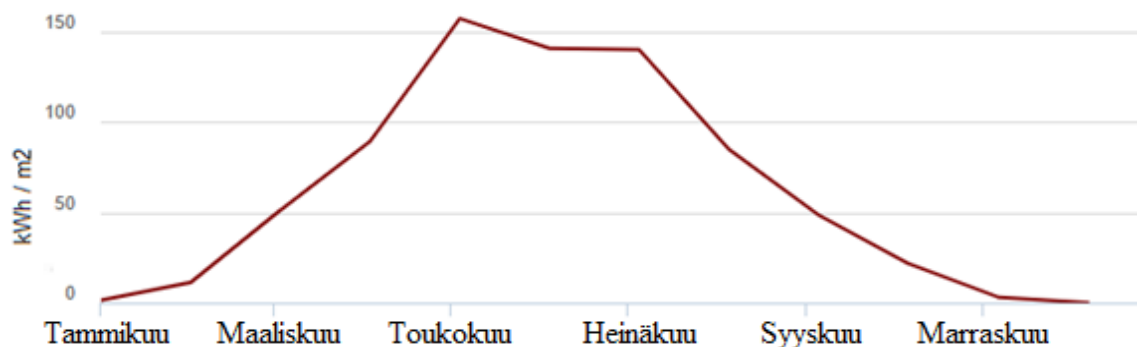


Kuva 13. Auringon korkeuskulma Rovaniemen korkeudella (mukaillen Keisan Online Calculator service 2021)

Alla olevassa taulukossa 2 on esitetty, miten auringon säteilyn vuosittainen määrä vaihtelee eri kaupungeissa. Kuvassa 14 on esitetty, auringon säteilymäärä neliötä kohden vuonna 2016 Rovaniemen alueella ja siitä nähdään, miten säteilymäärä jakautuu eri kuukausille. Kuten kuvasta 14 huomataan, auringon säteily Rovaniemen alueelle on marraskuun ja helmikuun välillä erittäin vähäistä.

Taulukko 2. Vuosittainen auringon säteily horisontaaliselle tasolle eri kaupungeissa. (Huld ym. 2012)

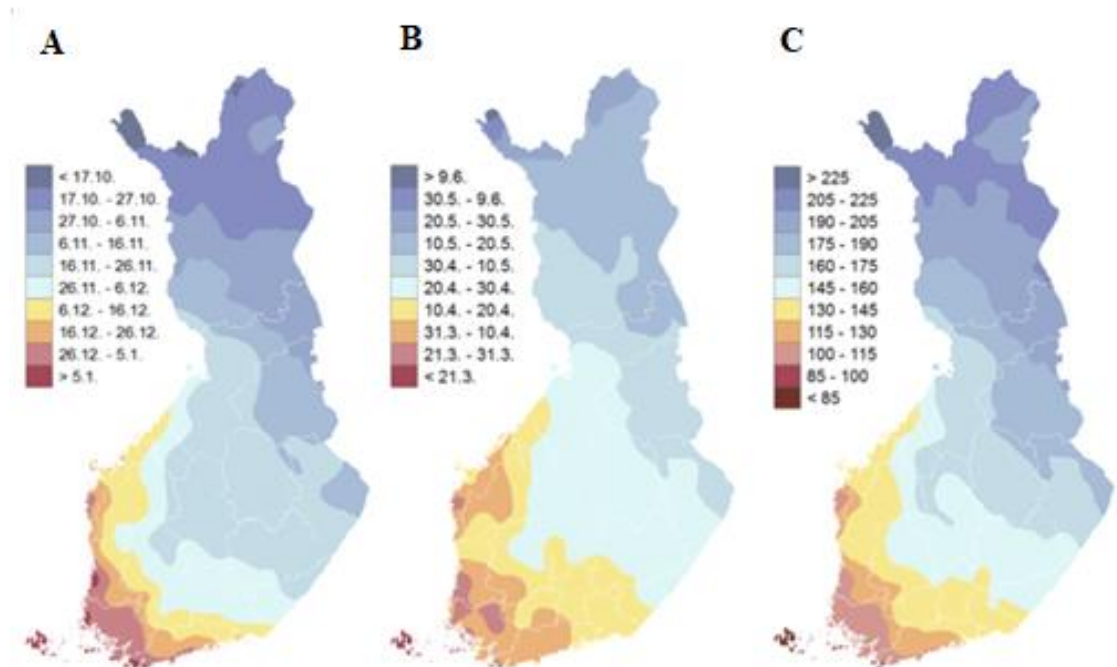
	Rovaniemi	Oulu	Helsinki
Vuosittainen säteily (kWh/m ²)	775	870	1020



Kuva 14. Auringon säteily kuukausittain Rovaniemen korkeudella. (Huld ym. 2012)

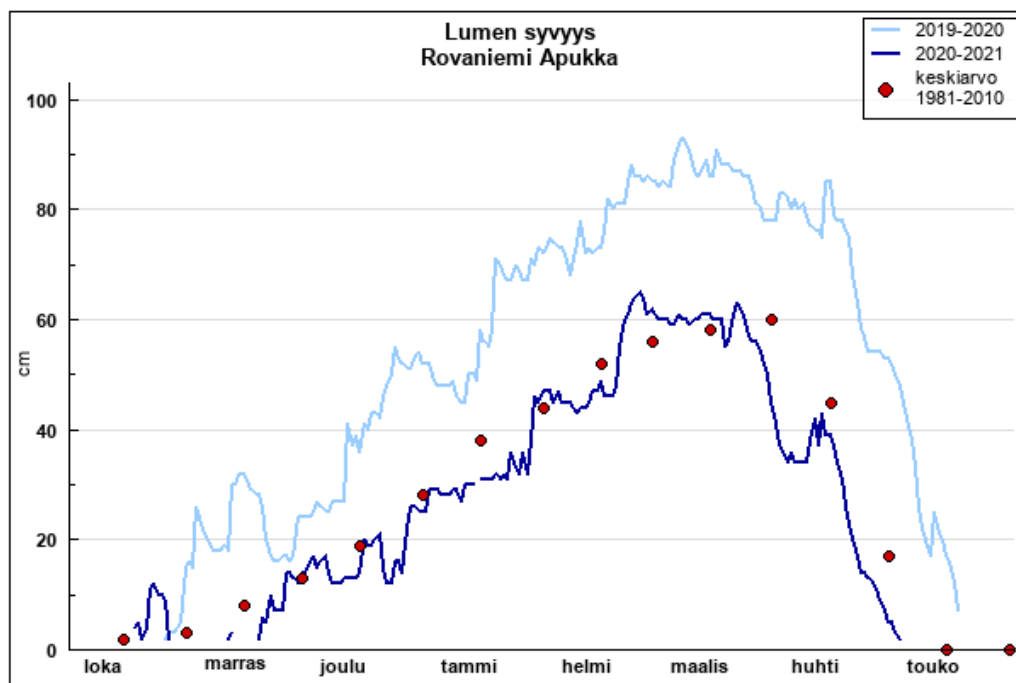
3.2 Lumiolosuhteet

Kuten kappaleessa 2.1 mainittiin, lumella voi olla myös positiivinen vaikutus auringon säteilyn määrässä. Mitä matalammalla aurinko on sitä suurempi heijastusvaikutus (Weihs ym. 2021). Lumi voi myös vähentää aurinkopaneelien saamaa säteilyn määrää. Kuvassa 15 on esitetty lumipeitteen tulon ja lumipeitteen lähtemisen ajankohta sekä keskimääräinen lumipeitepäivien määrä aikavälillä 1981–2010. Kuten kuvasta huomataan, Rovaniemen alueella on keskimäärin 175–190 lumipeitepäivää vuodessa.



Kuva 15. A) Lumipeitteen tuloajankohta, B) lumipeitteen lähtöajankohta, C) lumipeitepäivien määrä (mukaien Ilmatieteen laitos 2021c)

Alla esitetysssä kuvassa 16 on ilmatieteenlaitoksen Rovaniemen Apukan mittausaseman lumen syvyystietoja viimevuosina ja vuosien 1981–2010 keskiarvo. Kuvasta huomataan lumipeitteen olevan keskimäärin marraskuusta toukokuun alkuun.



Kuva 16. Lumen syvyys Apukan mittausasemalla. (Ilmatieteen laitos 2021d)

Lumen syvyys maassa ei kuitenkaan suoraan kerro lumipeitteen tilannetta rakennusten katoilla tai aurinkopaneelien päällä. Esimerkiksi 2019 tehdyssä tutkimuksessa Piteåssa Ruotsissa Granlund ym. (2019) tutkivat, miten aurinkopaneelien kallistuskulma vaikuttaa lumen valumiseen aurinkopaneeleilta. Tutkimuksessa havaittiin, että lumi valui aurinkopaneeleilta useaan otteeseen suotuisissa olosuhteissa, jonka jälkeen aurinkopaneelit pystyivät tuottamaan taas aurinkosähköä tehokkaasti. Suotuisat kulmat lumen valumisen kannalta olivat kaikki kaltevuudet, jotka olivat 15 astetta jyrkemmät. Tutkimuksessa kävi myös ilmi, että lumen peittämän aurinkopaneelin sähkön tuotanto oli erittäin vähäistä, koska auringon valo ei pääse paljon aurinkopaneelien pinnalle.

Lumen vaikutuksia aurinkosähköjärjestelmien arvioitaessa asennuksiin on huomioitava myös mahdolliset lumikuorman aikaansaamat vaikutukset. Aurinkopaneelien tulee kestää lumikuormaa, jotta paneelit eivät rikkoudu. IEC (International Electrotechnical Commission) 61215 ja IEC 61636 kansainvälisen sertifiointi standardeissa aurinkopaneeleille, paneeleita on testattu 2,4 kPa kuormalla, joka vastaa noin 240 kg/m² kuormaa. Luomikuorma ei välttämättä ole tasainen koko paneelien pinta-alalla ja kuorma voi viipyä paneelien päällä huomattavasti kauemmin kuin mitä kuorman kestävyys testissa on käytetty (1 h). (Andenæs ym. 2018)

Aurinkopaneeleille aiheutuvan lumikuorman lisäksi on syytä ottaa huomioon katon rakenneteille tuleva lisäkuormitus aurinkopaneeleita asentaessa. Aurinkopaneelien asentaminen rakennusten katoille eri kulmaan kuin rakennuksen katon kaltevuus vaatisi katon kantokyvyn määrittämistä uudelleen, koska katon poikkeava rakenne lisää lumen kertymisen mahdollisuutta ja katon rakenteesta poikkeavat rakenteet vaatisivat myös lisääntyneen tuulikuorman huomioimista (Geurts ym. 2007). Tästä syystä aurinkosähköjärjestelmiä asentaessa tulee ottaa huomioon katon kantokyky varsinkin lumisissa olosuhteissa. Ympäristöhallinnon mukaan omakotitalot, paritalot ja rivitalot eivät kuulu lumikuorman osalta riskikohteisiin, vastaavasti suuret hallit ja muut vastaavat rakennukset ovat riskialttiimpia. (Ympäristöhallinto 2013) On kuitenkin huomioitavaa, että Rovaniemen alueella on rakennusmääräysten mukaan $2,0\text{--}2,4\text{ kN/m}^2$ peruslumikuorma, joka vastaa noin $200\text{--}240\text{ kg/m}^2$. Rakennusmääräysten mukaan peruslumikuorma on ollut pienempi 1955-1998 rakennusmääräyksissä, joten lumikuorman vaikutus on syytä ottaa huomioon ennen 1998 rakennettuja taloja. (Ympäristöhallinto 2013b)

4 AURINKOENERGIAYHTEISÖT

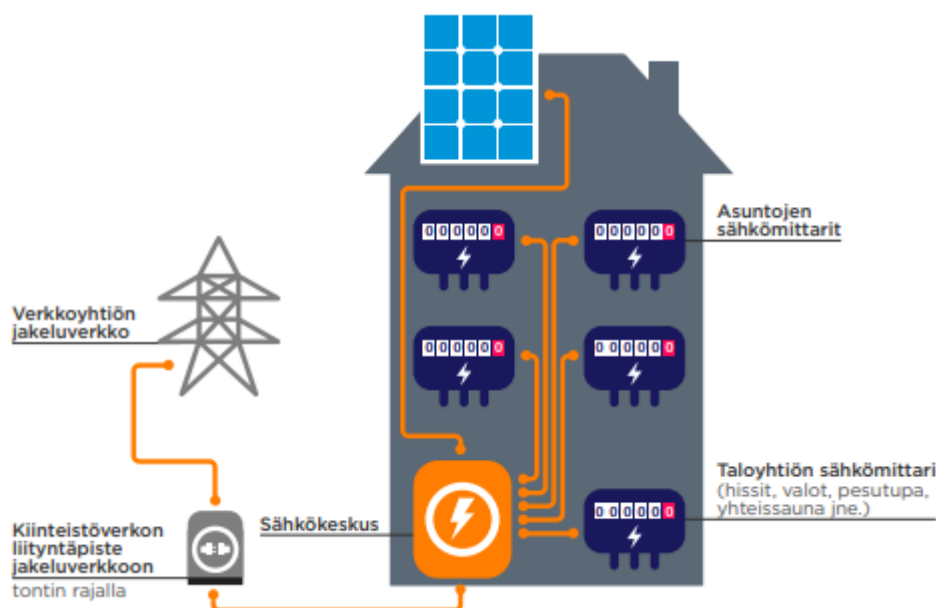
Perinteisesti energian tuotanto on keskittynyt suuriin tuotantolaitoksiin, joista suuri määrä energiaa jaetaan kuluttajille jakeluverkkoja pitkin. Aurinkoenergia nähdään nykyään kannattavana ja vuodesta 2016 lähtien aurinkosähköjärjestelmien määrä on kaksinkertaistunut vuosittain ja yhä useampi kuluttaja tuottaa nykyään osan energiatarpeestaan itse (LUT 2019). Energiayhteisöiden ideana on, että yhteisöön kuuluvat jäsenet voivat jakaa sähköntuotannosta ja sähkön hankinnasta saatuja hyötyjä yhteisöön kuuluvien muiden jäsenten kesken. Energiayhteisöjen avulla jäsenet pystyvät osallistumaan helpommin sähkömarkkinoille ja pystyvät jakamaan energiantuotantoyksiköihin menevät investointikustannukset. Näin energiayhteisöt pienentävät yksittäisten henkilöiden kynnystä osallistua uusiutuvan energian tuotantoon.

Yksi toimiva keino yhdistää pientuottajien tuotanto yhdeksi isommaksi kokonaisuudeksi on virtuaalinen voimalaitos. Virtuaalisen voimalaitoksen avulla yksittäiset kuluttajat voivat myös päästä osaksi kulutusjoustomarkkinoita. Tähän työhön soveltuva virtuaalinen voimalaitos yhdistäisi yksittäisen aurinkosähkön pientuotannon suuremmaksi kokonaisuudeksi esimerkiksi kyläryhmien perusteella. Tällä tavalla muodostettua kokonaisuutta kutsutaan hajautetuksi energiayhteisöksi. Siinä tuotettu sähkö jaettaisiin yksittäisten kuluttajien kesken sovittujen jako-osuuksien mukaan ja tällä tavoin voitaisiin vähentää ylijäämäsähkön määrää sekä osallistua helpommin sähkömarkkinoille suurempana kokonaisuutena. (Energiayhteisökäsikirja 2021)

Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) älyverkkotyöryhmän loppuraportissa: *Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä* (Pahkala ym. 2018) energiayhteisöt jaetaan kolmeen tyyppiin. Paikallisia energiayhteisöjä ovat kiinteistön sisäinen energiayhteisö ja kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö. Näiden lisäksi erilliseksi energiayhteisöksi määritellään hajautettu energiayhteisö.

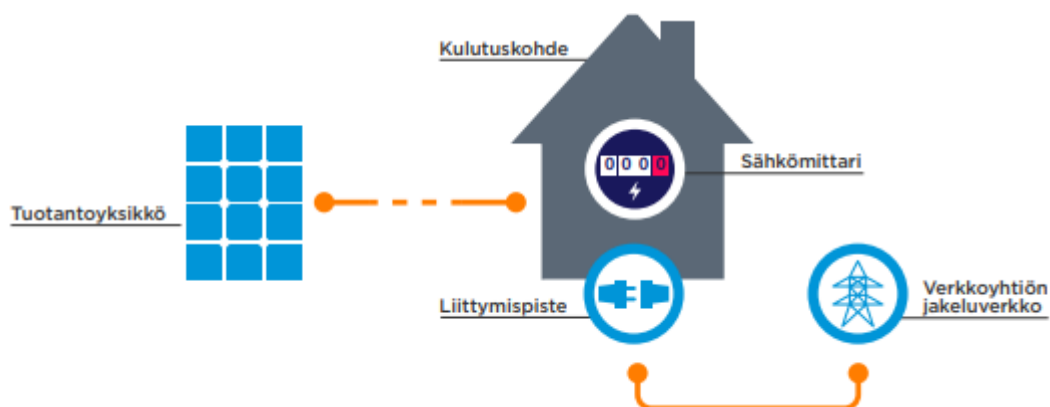
Kiinteistön sisäinen energiayhteisö voi olla esimerkiksi yksittäinen asunto-osakeyhtiö, joka tuottaa sähköä kiinteistön katolle asennetulla aurinkosähköjärjestelmällä. Esimerkki kiinteistön sisäisestä energiayhteisöstä on esitetty kuvassa 17. Kiinteistön sisällä tuotettu

sähkö jaetaan energiayhteisöön kuuluvien jäsenten kesken ja mikäli energiayhteisön tuotantoa ja kulutusta ajoittuu eri aikaan, voidaan se tasata sähköverkkoyhtiön sähkönmittauksen netotuksella ja hyvityslaskennalla. Hyvityslaskennan idea on jakaa energiayhteisön tuotettu ja varastoitu sähkö energiayhteisössä sovittujen jako-osuuksien mukaan. (Elenia energiayhteisökäsikirja 2021).



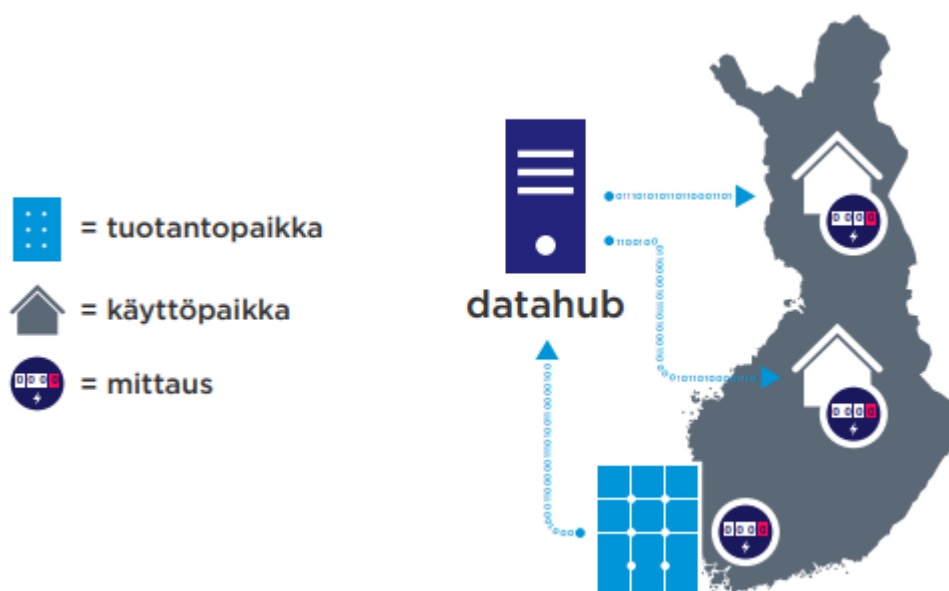
Kuva 17. Kiinteistön sisäinen energiayhteisö (Pahkala ym. 2018)

Kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö on määritelty siten, että energiayhteisön sähkön kulutus ja tuotanto tapahtuvat eri kiinteistöjen tai kiinteistöryhmien sisällä. Tällainen on esimerkiksi energiayhteisö, jossa talonyhtiö ja sen asukkaat toimivat energiankuluttajina ja viereiselle tontille asennettu aurinkosähköjärjestelmä toimii sähkön tuottajana. Tuotettu sähkö siirrettäisiin energiayhteisön kulutusta vastaavaan osaan erillisellä kaapeloinnilla ja ylijäämätuotanto siirrettäisiin sähköverkkoon energiayhteisön sähkönkäyttäjän liittymispisteen kautta. Kuvassa 18 on esitetty esimerkki kiinteistörajat ylittävästä energiayhteisöstä.



Kuva 18. Kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö. (Pahkala ym. 2018)

Hajautetussa energiayhteisössä yhteisön jäsenet voivat maantieteellisesti sijaita missä tahansa osassa Suomessa. Tällöin yhteisön jäsenet voivat valita tuottavimmat paikat energiayhteisön energiaresursseille. Hajautettu energiayhteisö poikkeaa paikallisista energiayhteisöistä, koska sähkön netotuksessa huomioidaan vain sähköenergiamaksu ja tällöin verkkopalvelumaksu sekä verot pysyvät ennallaan, koska sähkö tuotantopaikalta kulutuspaikalle olemassa olevaa sähköverkkoa pitkin. Kuvassa 19 on esitetty esimerkki hajautetusta energiayhteisöstä. (Elenia energiayhteisökäsikirja 2021).



Kuva 19. Hajautettu energiayhteisö. (Pahkala ym. 2018)

4.1 Energiayhteisöt Euroopan unionin lainsäädännössä

Euroopan unioni on luonut useita direktiivejä, joiden avulla pyritään saavuttamaan Pariisin ilmastopöytäkirjan tavoitteita, jonka tarkoituksena on vähentää kasvihuonekaasupäästöjä 55 % vuoteen 2030 mennessä verrattuna vuoden 1990 tasoihin. EU:n direktiivien mukaan energiayhteisöt jaetaan lainsäädännöllisesti kahteen osaan: kansalaisten energiayhteisöiksi ja uusiutuvan energian yhteisöiksi. Direktiivissä (EU) 944/2019: *Sähkön sisämarkkinat*, on määritelty kansalaisten energiayhteisöt ja direktiivissä (EU) 2001/2018: *Uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisestä (uudelleenlaadittu)*, on määritelty uusiutuvan energian yhteisöt. Kansalaisten energiayhteisö on määritelty EU:n 944/2019 direktiivin 2 artiklan kohdassa 11 seuraavasti:

”Tässä direktiivissä tarkoitetaan ’kansalaisten energiayhteisöllä’ oikeushenkilöä,

a) joka perustuu vapaaehtoiseen ja avoimeen osallistumiseen ja jossa tosiasiallista määräysvaltaa käyttävät jäsenet tai osakkaat, jotka ovat luonnollisia henkilöitä, paikallisviranomaisia, kunnat mukaan lukien, tai pieniä yrityksiä;

b) jonka ensisijainen tarkoitus on tuottaa rahallisen voiton sijaan ympäristöön, talouteen tai sosiaaliseen yhteisöön liittyviä hyötyjä jäsenilleen tai osakkailleen tai alueille, joilla se toimii; ja

c) joka voi harjoittaa tuotantoa, mukaan lukien uusiutuvista lähteistä peräisin olevaa tuotantoa, jakelua, toimitusta, kulutusta, aggregointia, energian varastointia, energiatehokkuuspalveluja tai sähköajoneuvojen latauspalveluja tai voi tarjota muita energiapalveluja jäsenilleen tai osakkailleen.” (EU 944/2019/)

Lisäksi *uusiutuvan energian yhteisöt* direktiivin (EU 2001/2018) artiklan 2 kohdassa 16 on määritelty seuraavasti:

”’uusiutuvan energian yhteisöllä’ tarkoitetaan oikeushenkilöä,

a) joka sovellettavan kansallisen lainsäädännön mukaisesti perustuu avoimeen ja vapaaehtoiseen osallistumiseen, on riippumaton ja tosiasiallisesti sellaisten osakkeenomistajien tai jäsenten määräysvallassa, jotka sijaitsevat lähellä kyseisen oikeushenkilön omistamia ja kehittämiä uusiutuvaa energiaa hyödyntäviä hankkeita;

b) jonka osakkeenomistajat tai jäsenet ovat luonnollisia henkilöitä, pk-yrityksiä tai paikallisviranomaisia, mukaan lukien kunnat;

c) jonka ensisijainen tarkoitus on tuottaa ympäristöön liittyvää, taloudellista tai sosiaalista hyötyä osakkeenomistajilleen tai jäsenilleen tai alueille, joilla se toimii, eikä rahallista voittoa.” (EU 2001/2018)

Direktiiveissä on määritelty myös muita vaatimuksia molemmille yhteisöille. Molemmilla yhteisömuodilla on yhteistä vapaaehtoinen osallistuminen, samoin määritellyt osakkeenomistajat sekä yhteinen ensisijainen tarkoitus. Direktiiveissä vaaditaan, että molempien yhteisöjen pitää toimia riippumattomina yksittäisistä toimijoista tai muista perinteisistä markkinatoimijoista, jotka ovat mukana yhteisön toiminnassa. Yhteisöiden määrittelyissä ja niille asetetuissa vaatimuksissa on myös useita eroavaisuuksia. Uusituvan energian yhteisöissä määräysvalta on uusiutuvien energiahankkeiden läheisyydessä olevilla jäsenillä, kun taas kansalaisten energiayhteisöissä määräysvalta ei ole riippuvainen sijainnista. Uusituvan energian yhteisöt voivat osallistua vain uusituvan energian hankkeisiin, kun taas kansalaisten energiayhteisöt keskittyvät toimimaan sähkösektorilla ja voivat harjoittaa monenlaisia toimia, riippumatta miten sähkö on tuotettu. Uudistuvan energian yhteisöön osallistuminen on rajattu pk-yrityksiin, kun taas kansalaisten energiayhteisöissä osallistuminen on rajattu pieniin yrityksiin. Kansalaisten energiayhteisöjä käsittelevässä direktiivissä mainitaan myös, että energiayhteisöllä tulee olla mahdollisuus toimia yleisen järjestelmän mukaisena jakeluverkonhaltijana tai niin sanottuna ”suljetun verkon haltijana”.

4.2 Energiayhteisöt Suomen lainsäädännössä

Suomessa energiayhteisöä koskevia lakeja ovat Sähkömarkkinalaki (L 588/2013), Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta (L 30.12.1996/1260) ja Arvonlisäverolaki (L 30.12.1993/1501) sekä valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (A 767/2021). Tällä hetkellä Suomen laeissa ja asetuksissa on määritelty vain paikallinen energiayhteisö. Valtioneuvoston asetus *sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta* (A 767/2021) paikallinen energiayhteisö on määritelty seuraavasti:

”Tässä asetuksessa paikallisella energiayhteisöllä tarkoitetaan oikeushenkilöä:

- 1) joka tuottaa, toimittaa, kuluttaa, aggregoi tai varastoi energiaa taikka tarjoaa energiatehokkuuspalveluja, sähköajoneuvojen latauspalveluja tai muita energiapalveluja jäsenilleen tai osakkailleen;*
- 2) joka perustuu vapaaehtoiseen ja avoimeen osallistumiseen;*
- 3) jossa tosiasiallista määräysvaltaa käyttävät sen jäsenet tai osakkaat;*
- 4) jonka jäsenet tai osakkaat ovat luonnollisia henkilöitä, kuntia tai muita paikallisviranomaisia taikka pieniä tai keskisuuria yrityksiä;*
- 5) jonka ensisijainen tarkoitus on tuottaa rahallisen voiton sijaan ympäristöön, talouteen tai sosiaaliseen yhteisöön liittyviä hyötyjä jäsenilleen tai osakkailleen tai alueelle, jolla se toimii;*
- 6) jonka jäsenten tai osakkaiden sähkönkäyttöpaikkojen sähkön mittauksista vastaa jakeluverkonhaltija;*
- 7) jonka jäsenten tai osakkaiden sähkönkäyttöpaikat sijaitsevat samalla kiinteistöllä tai sitä vastaavalla kiinteistöryhmällä ja jotka on liitetty jakeluverkonhaltijan jakeluverkkoon samalla liittymällä; ja*

8) jonka sähköntuotantolaitteisto ja sähkövarasto kuuluvat 7 kohdassa tarkoitettuun liittymään.” (A 767/2021, luku 1 3 §)

Lisäksi sähkömarkkinalaissa mahdollistetaan jakeluverkon rakentaminen 13 § kohdassa 2a): ”kysymyksessä on erillinen linja, jolla liitetään pienimuotoista sähköntuotantoa sähkönkäyttöpaikkaan tai kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän verkkoon”. (L 9.8.2013/588)

Sähkömarkkinalain (588/2013) mukaan ”*pienimutainen sähköntuotanto on voimalaitoksen tai voimalaitoksien kokonaisuus, jonka teho on enintään kaksi megavolttiampeeria (2 MVA)*”. Volttiampeeri näennäisyksikkö, jota käytetään vaihtovirtapiirissä tehon yksikkönä ja yleensä $1 \text{ VA} = 1 \text{ W}$. (Motiva 2020) Tämän lisäksi mikrotuotannoksi määritellään tuotantolaitokset, joiden nimellisteho on enintään 100 kVA ja joiden pääasiallinen tarkoitus on tuottaa sähköä kohteen omaan käyttöön. Sähkön tuotannon ollessa alle 100 kVA pystytään sähköntuotantoa mittaamaan yhdellä mittarilla, mutta mikäli tuotanto ylittää 100 kVAn rajan, tuotantolaitos tarvitsee oman mittarin tuotannon mittaamiseen. (Energiateollisuus 2016) Kun tuotanto on alle 100 kVA voidaan verkonhaltijan mittauslaitteistolla tehdä taseselvitysjakson sisäinen netotus, jossa tarkasteluajanjakson aikana jakeluverkosta otettu ja sinne syötetyn sähkön määrä summataan ja näin saadaan laskettua kyseisen sähkönkäyttöpaikan käyttämä ja tuottama sähkö tarkasteluajanjaksona. (A 767/2021)

Sähkön tuotantolaitoksen koolla on merkitystä, koska sähköntuottajien sähköverovelvollisuus jakaantuu tuotantolaitoksen koon mukaan. Mikrotuotantolaitokset (nimellisteho enintään 100 kVA) eivät ole verovelvollisia, kun taas pienvoimalaitokset, joiden nimellisteho on yli 100 kVA, mutta vuosituotanto korkeintaan 800 000 kWh, ovat verovelvollisia ja joutuvat antamaan yhden veroilmoituksen koko vuonna tuotetusta sähkön määrästä. Nimellisteholtaan näitä suuremmat sähköntuotantolaitokset antavat veroilmoituksen kuukausittain riippumatta onko sähköä syötetty sähköverkkoon. Pientuottajat eivät kuitenkaan joudu maksamaan sähköveroa pientuotannolla tuotetusta ja käytetystä sähköstä, mutta mikäli tuotanto ylittää pientuotannon enimmäisrajan on tuottajan maksettavat mahdollinen sähkövero. (Verohallinto 2021)

Mikäli pientuottaja tuottaa sähköä yli oman tarpeen ja myy ylijäämä sähköä jakeluverkkoon, voi tuotannolta veloittaa tuotannon siirtomaksua, joka on korkeintaan 0,07 c/kWh (A 65/2009). Sähkön myyjä on myös arvolisäverovelvollinen myydessään sähköä sähköverkkoon. Keväällä 2021 korkein hallinto-oikeus antoi kuitenkin päätöksen, jossa aurinkosähköä tuottavan osakeyhtiön myymä ylijäämäsähkö ei ole arvolisäverovelvollista, koska ylijäämäsähkön myynti oli vähäistä ja satunnaista eikä sitä silloin voida pitää arvolisäverolain pykälässä 1 tarkoitettuna liiketoimintana. (KHO:2021:20) Korkeimman hallinto-oikeuden päätöksen perusteella voidaan sanoa, että sähkön pientuottajan arvolisäverovelvollisuus on tapauskohtaista ja riippuu kuinka paljon pientuottaja myy tuotettua sähköä sähköverkkoon sekä mikä pientuottajan liikevaihto on kyseisellä tilikaudella osalta. Ongelmalliseksi asiasta tekee se, että taloyhtiöiden liikevaihto ylittää vastikkeiden vaikutuksesta helposti arvolisäverolaissa mainitun 10 000 euron rajan. (L 30.12.1993/1501)

4.3 Energiayhteisöt Suomessa ja maailmalla

Energiayhteisöt mahdollistavat investoinnit suurempiin aurinkosähköjärjestelmiin pienemmillä kustannuksilla sekä hyödyntävät energiayhteisön tuottavimmat sijainnit aurinkosähkön tuotantoon. Energiayhteisöt mahdollistavat myös sellaisten henkilöiden osallistumisen, joilla ei ole itsellä sopivaa paikkaa uusiutuvan energian tuotantoon. (Radl ym. 2020; Energiayhteisökäsikirja 2021)

Suurimmat syyt aurinkosähköjärjestelmien käytölle ovat taloudelliset sekä ympäristölliset tekijät. Radl ym. (2020) selvittivät tutkimuksessaan, mitkä seikat parantavat eniten aurinkosähköjärjestelmien kannattavuutta eri Euroopan maissa. Tutkimuksessa kävi ilmi, että aurinkopaneeleita hyödyntävän energiayhteisön kannattavuutta parantaa merkittävästi tuotetun sähkön omakulutuksen kasvattaminen sekä tuotetun sähköenergian rahalliset kannustimet. Myös korkea sähkön hinta ja kulutuksen siirto suuremman aurinkosähkön tuotantoajalle lisäävät kannattavuutta. Tutkimuksen mukaan ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi uusiutuvien energialähteiden käyttöä lisäävät korkeat energianhankintahinnat, taloudellinen tuki tai pakolliset aurinkosähköjärjestelmän asennukset.

Alla on esitetty Suomessa ja maailmalla toteutettuja aurinkosähköhankkeita ja energiayhteisöjä:

4.3.1 Aurora pyramidit, Levi

Levillä Hullu Poro Oyn majoituskäytössä olevilla Aurora pyramideilla on 132 kWp:n aurinkosähköjärjestelmä, jossa on 1,3 MW:n akusto. Järjestelmän vuosituotanto on noin 114 MWh. Siemens toimitti järjestelmän kokonaisuudessaan palveluna Aurora pyramidit hotellille ja ne maksavat kuukausittaista palvelumaksua Siemensille. Paneelit on kytketty älykkääseen sähköverkkoon ja Vibecon virtuaalivoimalapalveluun. Järjestelmä toimii myös sähköverkon reservinä Fingridille ja sitä voidaan käyttää sähköverkon tasapainottamiseen tarpeen mukaan. Fingrid maksaa tasapainottamisesta kompensatiota Hullu Poro Oyille. Järjestelmä voi toimia myös saarekkeena ilman kytkentää sähkön jakeluverkkoon. (Fingrid 2020)

4.3.2 Sello kauppakeskus

Siemens on toimittanut myös Kauppakeskus Selloon Espoossa 550 kWp:n aurinkosähköjärjestelmän, jossa on lisäksi 2 MW akusto ja älykäs LED valaistus. Järjestelmä optimoi kauppakeskuksen sähkönkulutuksen ja hankinnan. Aurinkopaneelien tuottama sähkö ohjataan suoraan kulutukseen ja mahdollinen ylijäämä varastoidaan akustoon. Järjestelmä toimii virtuaalisena voimalaitoksena, jossa se yhdistää energian tuotannon, varastoinnin ja kulutusjoustopon sekä toimii varavoimana Fingridille tarpeen mukaan. Järjestelmän avulla kauppakeskus on vähentänyt huomattavasti sähkönkulutusta sekä säästää vuosittain satoja tuhansia euroja sähkökuluista. (Siemens 2020)

4.3.3 FinSolar-hanke

FinSolar-hankkeessa kokeiltiin kiinteistörajojen sisällä toimivia energiayhteisöjä ja hyvityslaskentamallin toimivuutta vuosien 2017 ja 2019 välillä. Hankkeessa oli mukana rivitaloyhtiö Oulusta ja taloyhtiö Helsingistä. Oulussa sijaitsevaan taloyhtiöön asenettiin 3,5 kW aurinkovoimala, jonka arvioitu vuosituotto oli noin 3300 kWh. Helsingissä oleva taloyhtiö hankki 8,74 kWp:n aurinkosähköjärjestelmän, jonka koko oli mitoitettu 100 % omakäyttöasteen mukaan, josta yli 80 % kului kiinteistösähkön kulutuksen ja loput

jaettiin asukkaiden käyttöön. Molemmissa kokeiluissa ideana oli käyttää sähkö pääasiassa kiinteistön yhteiseen kulutukseen ja ylijäämäosuus jaetaan asukkaiden kesken osakeomistussuhteiden mukaan hyvityslaskentamenetelmällä. Järjestelmien takaisinmaksuajaksi oli arvioitu 10-15 vuotta. (Auvinen ym., 2020)

4.3.4 Lempäälän energiayhteisö

Lempäälässä on tehty LEMENE-hankkeen nimellä omavarainen ja älykäs energiajärjestelmä, joka toimii alueen yrityksille hajautetun energiayhteisön tavoin. Järjestelmää ohjaa älykäs sähköverkko ja siihen on liitetty 2 aurinkopaneelikenttää (yhteensä 4 MW), kuusi kaasumootoria (8,1MW) ja kaksi polttokennoa (130 kW) sekä akusto. Hankkeelle myönnettiin työ- ja elinkeinoministeriön kärkihanke tuki vuonna 2017. Järjestelmän ideana on hyödyntää syntyvä energia mahdollisimman tehokkaasti ja hankkia puuttuva energian valtakunnan verkosta sekä myydä mahdollinen ylituotanto takaisin verkkoon. Alueen yritykset voivat myös vaihtaa tuotettua ylijäämäenergiaa toisten yritysten kanssa. Aurinkopaneelikenttien arvioitu vuosittainen tuotanto on noin 3600 MWh. Järjestelmää ohjaa älykäs sähköverkko, joka toimii osana julkista sähköverkkoa ja on kantaverkon tehtasapainona toimiva reservijärjestelmä. Lisäksi verkko pystyy toimimaan itsenäisenä saarekkeena. Tällä hetkellä 8.10.2021 hankkeelle ei kuitenkaan ole myönnetty suljetun sähköverkon lupaa, eikä se voi toimia täysin sille suunnitellulla tavalla. (Lempäälän energia 2021; Energiavirasto 2021a)

4.3.5 Tanska

Tanskassa on arviolta 150 000 perhettä osallisina tuulivoimalaprojekteissa, joissa yleensä paikalliset asukkaat jakavat yhteisesti omistettujen tuulivoimaloiden menot ja tulot. Esimerkiksi Hvide Sanden saarella paikalliset asukkaat omistavat tuulivoimapuiston kehityksestä vastaavan HSCF (Hvide Sande Community Foundation), joka omistaa paikallisen 3 MW tuulivoimalapuiston. Hanke rahoitettiin kahden paikallisen pankin lainalla ja sen arvioitu takaisinmaksuaika on 7-10 vuotta ja vuosittaisesta tuloista ylijäämä osa voidaan käyttää paikalliseen kehityksen tukemiseen. Tanskassa on useita samantyyppisiä yhteisomistuksissa olevia tuulivoimapuistoja. Esimerkiksi Middelgrundin 40 MW:n tuulivoimapuisto on 50% on energiayhtiön ja 50 % osuuskunnan omistuksessa, jossa jäseniä on 8553. Yhteistoiminnallinen osa rahoitettiin

myymällä 40 500 osuutta osuuskunnasta, jossa yksi osa vastaa 1000 kWh/vuodessa. Tanskassa on ollut pitkät perinteet yhteisötoiminnalle ja yhteisötoiminta alkoi leviää myös energia-alalle 1970-luvulla ja vuoteen 2002 mennessä energiayhteisöt omistivat 40 % rakennetusta tuulivoimasta (Wierling ym. 2018). Tanskassa energiayhteisöjen toimintaa on tämän lisäksi tukenut sähkön syöttötariffi eli takuuhinta verkkoon syötetylle uusiutuvalla sähkölle. (Simcock ym. 2016; Larsen ym. 2005)

4.3.6 Saksa

Tanskan lisäksi Saksassa on suuri määrä energiayhteisöjä ja esimerkiksi vuonna 2016 Saksassa oli 973 energiayhteisöä, joista suurin osa keskittyi aurinkoenergian tuotantoon. Samoin kuin Tanskassa, syöttötariffi ja muut tukikeinot, kuten energiayhteisöjen perustamista helpottavat yhteisömallit, ovat houkuttelleet ihmisiä perustamaan uusiutuvan energiantuotantoon keskittyviä energiayhteisöjä. (Bauwens ym. 2016) Vuonna 2014 Saksan aurinkoenergiakapasiteetti oli noin 15 000 MW, joka oli noin puolet Saksan aurinkoenergian kokonaiskapasiteetista (Community power 2021). Hyvänä esimerkkinä toimii Sprakebüllin kylä Pohjois-Saksassa. Kylän asukkaat omistavat kylän alueella sijaitsevat tuulivoimapuiston sekä 7 hehtaarin aurinkoenergiapuiston. Tuulivoimapuiston kapasiteetti on 18 MW ja aurinkoenergiapuiston 100 MW. Tuotetusta energiasta saadut voitot jaetaan energiayhteisön jäsenten omistusosuuksien mukaan. (Isakovic 2019)

5 METODIT

Aurinkoenergian tuotannon arviointiin on olemassa useita ohjelmia, joiden avulla voidaan ottaa huomioon sijainnin tuoma vaikutus sähköntuotantoon. Tässä selvityksessä käytettiin rakennusten mallintamisessa SketchUp- ohjelmaa ja aurinkoenergian tuotannon määrittämiseen SketchUp-ohjelmaan saatavaa Skelion- lisäosaa. Skelion-ohjelmaan saa ladattua sääasemien säätiedot, jonka avulla ohjelma voi arvioida alueen aurinkoenergian tuotantopotentiaalia tarkemmin. Kaikkien kolmen kyläryhmän alueella hyödynnettiin Rovaniemen lentokentän sääaseman tietoja. Data ladattiin climate.onebuilding.org sivustolta, josta sääaineisto saadaan ladattua Skelion-ohjelmalle sopivassa muodossa. Kylien rakennuksia mallinnettiin SINNI-projektin työpaketeista 2 ja 3 saadun datan avulla. Datasta hyödynnettiin rakennusten leveys-, pituus- sekä korkeustietoja.

5.1 Skelion -ohjelma

Skelion- ohjelma hyödyntää PVGIS-verkko-ohjelmasta (Photovoltaic Geographical Information System) saatavaa tietoa auringon säteilystä ja sen arvioidusta vaikutuksesta aurinkopaneelien sähkön tuotannosta. PVGIS-ohjelma hyödyntää pääasiassa satelliittien keräämää dataa auringon säteilystä ja monimutkaisten laskutoimitusten kautta määrittää paikkakohtaisen auringon kokonaissäteilyn määrän. Laskuissa otetaan huomioon mm. ilmakehän ja pilvien heijastusvaikutukset sekä, miten säteilyn määrä muuttuu kaltevalla tasolla, kuten esimerkiksi aurinkopaneeleilla. Laskuissa otetaan myös huomioon maan pinnan muotojen, kuten esimerkiksi vuorien varjostusvaikutus. PVGIS-ohjelma huomioi aurinkosähkön tuotannon laskemisessa, kuinka osa säteilystä heijastuu paneeleista eri aallonpituuksien vaikutuksen ja, miten lämpötila vaikuttaa aurinkopaneelien tehokkuuteen. PVGIS-ohjelma ottaa laskuissa myös huomioon systeemin häviöt eli esimerkiksi johdoissa ja inverttereissä tapahtuvat häviöt sekä paneelien tehon laskun (oletus -0,5 % vuodessa). PVGIS-ohjelma ei ota kuitenkaan erikseen aurinkopaneelien tuotannon arvioimisessa huomioon lumen vaikutusta, eikä paneelien likaantumista tai osittaisen varjostuksen vaikutusta. (Huld ym. 2012)

Skelion-ohjelman avulla pystytään ottamaan huomioon suuri määrä rakennuksia ja voidaan myös huomioida, miten rakennusten läheisyydessä oleva ympäristö, kuten puusto, mahdollisesti varjostaa aurinkopaneeleita. Skelion-ohjelma ottaa lisäksi huomioon rakennusten suuntauksen ja katoille asennettujen aurinkopaneelien kallistuskulman. Selvitykseen valituissa kylissä on erittäin suuri määrä puita ja puiden tuoma lisärasitus ohjelman laskentatoimiin hidastaisi työtä huomattavasti, joten työn nopeuttamiseksi tehtiin testiympäristö, jossa selvitettiin kuinka paljon erilaiset puuryhmittymien aiheuttamat varjostukset vaikuttavat aurinkopaneelien sähkön tuotantoon.

Työssä hyödynnettiin SINNI-projekin työpakettien 2 ja 3 keräämää dataa alueista ja hyödynnettiin ARCGIS selainohjelmaan kerättyä tietoa rakennuksien mitoista. Rakennuksien mittatietojen avulla luotiin 3D-mallit alueen asuinrakennuksista ja Skelion- ohjelman avulla aurinkopaneelit mallinnettiin rakennusten katoille. Työssä hyödynnettiin myös Elinympäristön tietopalvelu Liiterin (2021) tietoja, jota kautta saatiin määriteltä rakennusten käyttötarkoitus ja valittiin mallinnettavaksi pääasiassa vain asuinrakennuksia. Kun alueen rakennukset oli mallinnettu aurinkopaneeleilla, voitiin Skelion-ohjelman avulla määritellä alueiden aurinkoenergiapotentiaali. Skelion-ohjelmassa sähköntuotantopotentiaalissa otettiin huomioon varjostushäviöt, koska tällöin saadaan myös arvio paljon rakennusten läheisyydessä olevat muut rakennukset aiheuttavat varjostushäviöitä. Kun aurinkoenergiapotentiaali oli laskettu, luokiteltiin asunnot vielä käyttötarkoituksen ja varjostuskategorian mukaan, käyttäen apuna Google Mapsin ilmakuvaa sekä tietopalvelu Elinympäristön Liiteri sivuston tietoja (2021) rakennusten käyttötarkoituksista. Kun rakennukset oli luokiteltu, laskettiin niille varjostusvaikutuksesta aiheutuvat häviöt ja määriteltiin niiden sähköntuotanto uudelleen Excel-kaavojen avulla. Lopuksi kyläryhmien tuotantopotentiaalit yhdistettiin kyläryhmittäin.

5.2 Systeemin häviöt

PVGIS- ohjelmaan voi lisätä myös systeemin häviöt ja niitä aiheuttaa mm. sähkön muuttaminen vaihtovirraksi, kaapeleiden ja mallien eroista johtuvat häviöt, lämpötilan vaikutuksesta aiheutuvat tehohäviöt sekä paneelien ikääntymisestä johtuvat häviöt.

PVGIS ohjeissa suositellaan asettamaan systeemin häviöiksi 14 % ja sitä on käytetty tässäkin työssä. Vaikka PVGIS ohjelmassa ei voida systeemin häviöissä huomioida lumen, varjostuksen ja likaantumisen aiheuttamia häviöitä, Skelion-ohjelmassa nämä voidaan ottaa huomioon. (Huld ym. 2012)

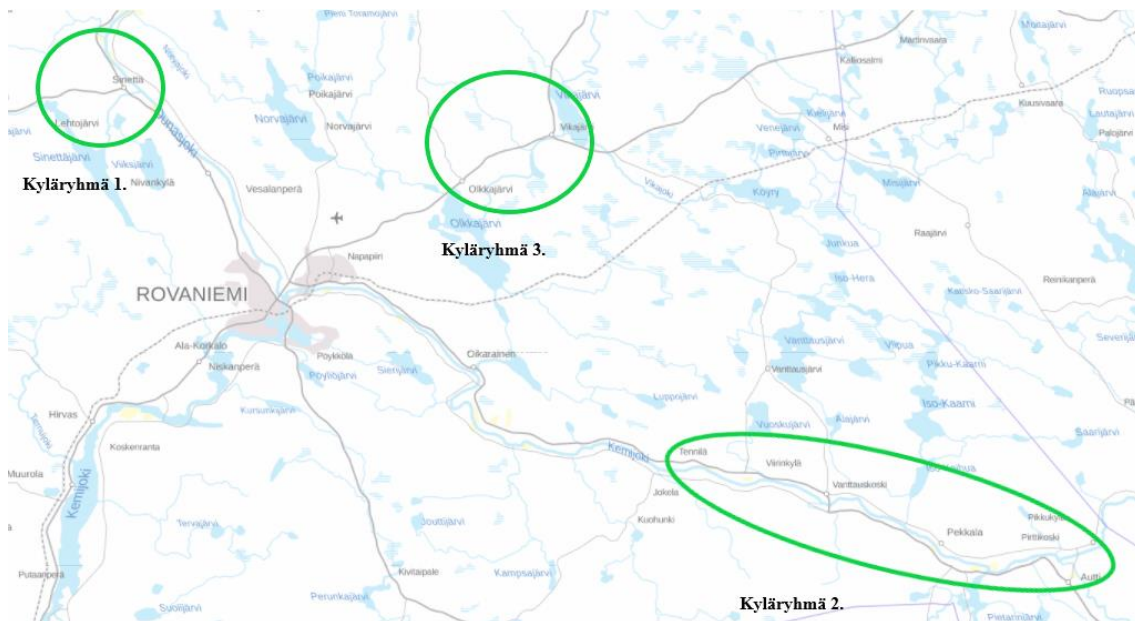
Lumesta aiheutuvia häviöitä on hankala arvioida suoraan Skelion-ohjelmaan, joten lumesta aiheutuvat häviöt voidaan laskea Skelionista saaduista luvuista erikseen. Aurinkopaneelien likaantumisen aiheuttamat häviöt ovat ohjelmassa oletuksena vähäisiä (2 %) ja niiden osuus suhteessa varjostuksen ja lumen aiheuttamiin häviöihin on pieni, joten tässä työssä pidettiin likaantumisesta aiheutuvat häviöt yhtä suurina kuin Skelion-ohjelman oletuksena olevat likaantumishäviöt.

6 PROJEKTIN KUVAUS

Työ kuuluu osaksi SINNI- kylät hanketta, jossa on tarkoitus määritellä SINNI-kylien energiantuotantopotentiaali. Projekti koostuu neljästä työpaketista, joista työpakettin 1 (TP1) vastuulla on hankkeen hallinta, viestintä sekä vuorovaikutus. Työpakettin 2 (TP2) tarkoitus on selvittää rakennetun kulttuuriympäristön ja maankäytön vaatimukset sekä kerätä tietoa alueesta. Työpaketissa 3 (TP3) on tarkoitus tunnistaa alueelliset rakennuskclusterit paikkatietoanalytiikalla ja selvittää maankäytön sekä paikallisilmaston ominaisuudet tunnistettujen rakennuskclusterien ympäristössä. Työpakettin 3 on myös tarkoitus ennakoida väestön muutokset alueilla. Työpaketti 4 (TP4) määrittelee alueiden energiantuotantopotentiaalin ja määrittää reunaehdot virtuaalisen voimalaitoksen perustamiseksi. Työpaketit 1 ja 2 koordinoi Arkkitehtuurin yksikkö, työpakettin 3 suorittaa Maantieteen tutkimusyksikkö ja työpakettin 4 toteuttaa Vesi-, energia-, ja ympäristötekniikan yksikkö.

Hankkeen pääajatuksena on määritellä SINNI- kylät ja kylien energiantuotantopotentiaali. Ideana olisi, että kylien rakennukset voisivat muodostaa virtuaalisen voimalaitoksen, jossa yksittäiset pienenergiantuotantolaitokset voisivat yhdistyä yhdeksi isommaksi energiantuotantoyksiköksi virtuaalisesti. Tällä tavoin asukkaat ja yhteisöt voisivat saada vuokratuloja tai tuloja energiantuotannosta, kun alueen rakennusten kattoja on otettu aurinkopaneelien käyttöön. Näin alueen kiinteistöt voisivat saada uusia tulovirtoja ja rakennuskannan arvo säilyisi. Kylät tyypitellään aurinkoenergiantuotantopotentiaalin mukaan ja pyritään tunnistamaan mahdollisuudet ja rajoitteet liittyen rakennuskantaan ja rakennettuun ympäristöön, maantieteelliseen sijaintiin sekä hajautettuun energiantuotantoon.

Työpaketissa neljä on tarkoitus hyödyntää työpakettien kaksi ja kolme keräämää tietoa alueen kylistä ja arvioida valittujen kylien aurinkoenergiapotentiaali. Työpakettin neljä ensimmäisessä osassa luotiin perusta tuleville työpakettin osille. Ensimmäisessä osassa hyödynnettiin TP2:n keräämää tietoa ja valittiin aurinkoenergiapotentiaali selvitykseen sopivat kylät. Valitut kyläryhmät on esitetty kuvassa 20.



Kuva 20. Aurinkoenergiapotentiaalin selvitykseen valitut kyläryhmät. (mukaillen Elinympäristön tietopalvelu Liiteri 2021)

6.1 Työn kuvaus

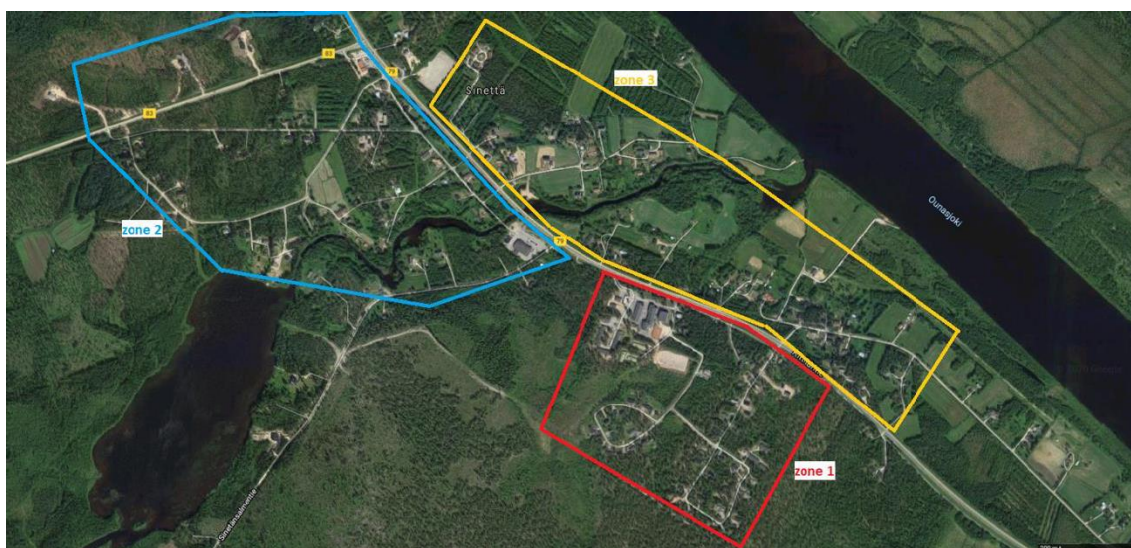
SINNI- projektin työpaketissa neljä (TP4) on tarkoitus selvittää, miten Rovaniemen alueella sijaitsevien kyläryppäiden rakennuksien aurinkoenergiatuotantopotentiaali. Työpaketin tulevista osista selvitetään, miten tuotettua aurinkosähköä voidaan hyödyntää ja minkälainen virtuaalivoimalamalli olisi sopiva kyseisille kyläryppäille. Tässä työssä selvitettiin, miten eri kyläryppäiden aurinkoenergiapotentiaalit eroavat toisistaan ja mitkä tekijät voivat selittää eroja. Työssä määriteltiin myös reunaehdot sopivien rakennusten valintaan aurinkosähköpotentiaalin kannalta.

6.2 Tutkitut kylät

Tutkittavaksi kyläryppäiksi valittiin SINNI-projektin työpaketin 4 ensimmäisessä osassa määritetyt kolme kyläryhmää, jotka esitettiin kuvassa 20. Kyläryhmän 1 kylät sijaitsevat pääasiassa Ounasjoen ja kantatie 79 varrella. Alueen palvelukylänä toimii Sinetän kylä, jossa on mm. peruskoulu, monitoimihalli sekä elintarvikekauppa ja huoltoasema. Sinetän kylässä on 867 asukasta (2019) ja Sinetän tilastoalueella 1042 (2019) (Talousarvio 2021, 2020).

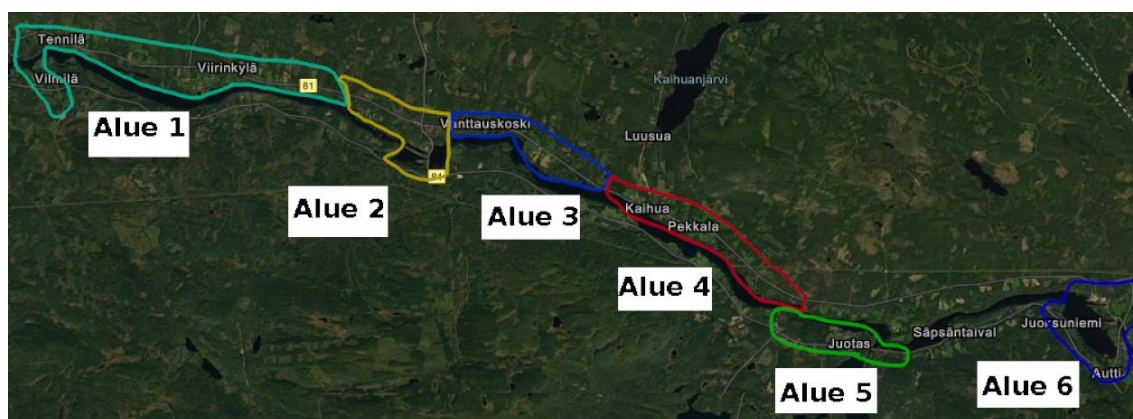
Kyläryhmään kaksi kuuluvat palvelukylät Vanttauskoski sekä Pekkala, Tennilä, Viirinkylä, Juotas sekä Autti. Kyläryhmän kaksi kylät sijaitsevat Kemijoen ja kantatien 81 varrella. Palvelukylänä toimivassa Vanttauskosken kylässä on mm. peruskoulu, elintarvikekauppa ja huoltoasema. Vanttauskoskella on 334 asukasta (Tilastokeskus 2019) ja kyläryhmään kaksi kuuluvilla Vanttauskosken tilastoalueella 679 asukasta ja Autin tilastoalueella ja 254 asukasta (Tilastokeskus 2019). Kolmanteen kyläryhmään kuuluvat palvelukylä Vikajärvi sekä Apukka ja Olkkajärvi. Kylät sijaitsevat Olkkajärven ja Vikajärven välissä valtatie 4 varrella. Isoin rakennuskeskittymä sijaitsee Vikajärven eteläosassa, jossa sijaitsee palvelukylänä toimiva Vikajärven kylä. Kylässä on mm. peruskoulu, elintarvikekauppa sekä huoltoasema. Toinen rakennuskeskittymä on Sodankyläntien varrella Vikajärven pohjoispäässä. Sodankyläntien varrella Olkkajärven ja Vikajärven välissä on pieniä taloryppäitä ja seuraava isompi rakennuskeskittymä sijaitsee Olkkajärvellä, jossa järven ympäristössä on useita vapaa-ajan asuntoja. Apukassa sijaitsee maatala ja majoituspalveluja tarjoava Apukka Resort.

Työssä kyläryhmät jaettiin aluksi pienempiin osiin, koska liian suuri määrä analysoitavia rakennuksia vaatisi tietokoneelta erittäin paljon laskentatehoja aurinkosähköpotentiaalilaskemiseksi. Ensimmäisessä kylässä käytettiin apuna Marin Lecocqn (2020) tekemää opiskelijatyötä kyläryhmän aurinkoenergiapotentiaalista. Työssä kyläryhmä 1 jaettiin kolmeen osaan ja alla olevassa kuvassa 21 on esitelty aluejako.



Kuva 21. Kyläryhmän 1 aluejako. (Lecocq 2020)

Työssä hyödynnettiin edellä mainitun opiskelijatyön valmis rakennuspohja, mutta rakennusten katoille tulevien aurinkopaneelien aluetta pienennettiin niin, että paneelien ja katon reunan välille jää 1 metri tilaa, ja aurinkopaneelit vaihdettiin tässä työssä käytettyihin paneeleihin. Kyläryhmä 2 oli alueista suurin ja se jaettiin kuuteen pienempään osaan. Alla olevassa kuvassa 22 on esitettyä kyläryhmän 2 analysoidut alueet.



Kuva 22. Kyläryhmän 2 aluejako. (mukaillen Elinympäristön tietopalvelu Liiteri 2021)

Kyläryhmä 3 oli pienin alue ja se jaettiin kahteen osaan, aurinkoenergiapotentiaalin laskemisen helpottamiseksi. Vikajärven kylä ja Vikajärven pohjoisosa sekä eteläosa kuuluivat alueeseen yksi ja Olkkajärven ja Apukan alueet kuuluivat alueeseen 2.

6.3 Valitut paneelit

Valittaessa aurinkopaneeleita Lapin olosuhteisiin, on tärkeä varmistaa paneelien kestävän sääolosuhteiden tuomaa rasiutusta. Esimerkiksi paneelien lumikuorman kestävyys on syytä olla korkea. Aurinkopaneelien teknisissä tiedoissa on kerrottu aurinkopaneelien hyötysuhde, eli kuinka paljon paneeli pystyy tuottamaan sähköä pinta-alaa kohti auringon säteilystä. Tiedoissa on myös kerrottu paneelien lämpötilan aiheuttamat tehohäviöt sekä vuotuinen tehokkuuden väheneminen. Teknisissä tiedoissa käy myös ilmi valmistajan lupaamat takuut tuotteelle. Yleensä aurinkopaneeleille on erikseen materiaali ja valmistustakuu sekä lineaarinen tuottotakuu. Lineaarinen tuottotakuun mukaan tuotteen tuotantotehokkuus ei alene alle 80 % luvattujen vuosien aikana (yleensä 20 tai 25 vuotta).

Tässä työssä käytettiin aurinkosähköpotentiaalin arvioimisessa yksikiteistä Canadian Solarin CS6K 285 Wp mallia. Malli valittiin, koska sillä on hyvä hyötysuhde, hyvä tuotetakuu (10 v) sekä lineaarinen tuottotakuu (25 v), ja mallissa on kestävä sertifioitu runko, jonka lumikuorman kestävyys on 6000 Pa (Pascal) ja tuulikuorman 4000 Pa. Aurinkopaneelijärjestelmän hinta, jossa on 12 kpl kyseisiä paneeleita 3,6 kWp (Kilowattipiikki) kokonaisteholla sekä järjestelmään sopiva invertteri, on noin 3900 euroa ilman asennusta (Innoair 2021). Tätä mallia myyvät myös useat Suomessa toimivat aurinkopaneelien toimittajat (mm. Innoair ja Scanoffice). Mallin hyötysuhde on noin 17,5 % ja vain tällä arvolla sekä aurinkopaneelin tehokkuuden heikkenemisellä on merkitystä Skelion-ohjelman laskujen kannalta.

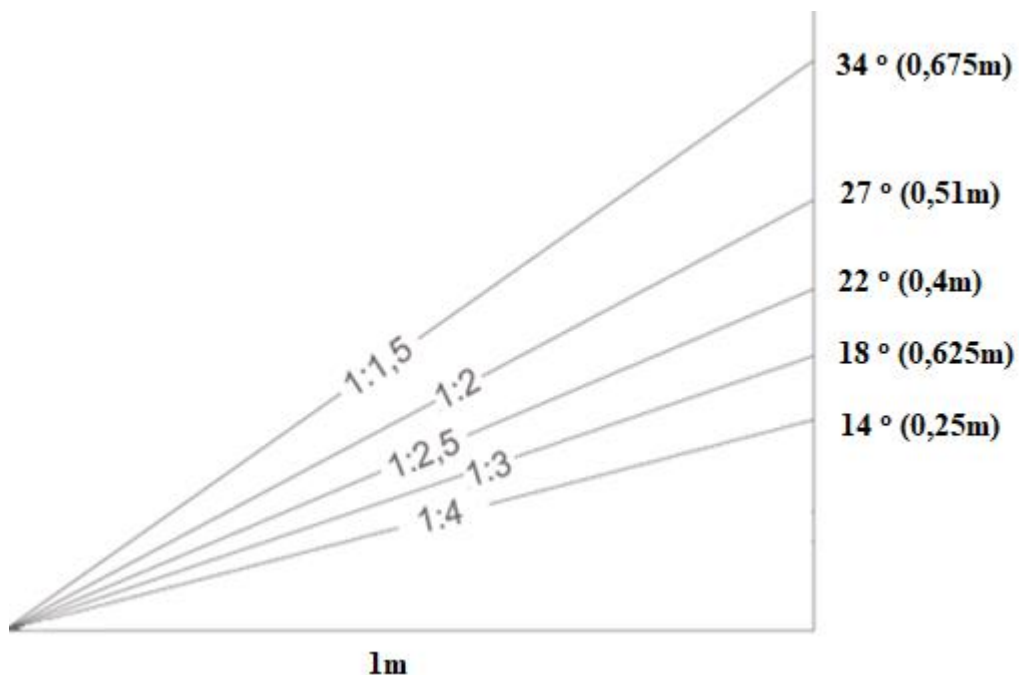
Skelion-ohjelman kannalta suurin merkitys aurinkopaneeleita valittaessa on paneelien teholla ja aurinkopaneelien pinta-alalla. Näistä voidaan suoraan laskea aurinkopaneelin hyötysuhde. Aurinkopaneelivalmistajat ilmoittavat tehon avulla, kuinka paljon aurinkopaneelit pystyvät tuottamaan standardiolosuhteissa. Standardiolosuhteissa auringon säteilyn määrä neliömetriä kohti on 1000w/m², lämpötila 25 °C ja ilmamassan arvo 1,5 ja nämä kaikki on määritelty standardin IEC 60904-3 mukaan.

7 SIMULAATIOT

Aluksi kokeellisessa osassa määriteltiin rakennusten katoille alue, jolle paneelit on järkevä mallintaa. Alueeksi määriteltiin alue, joka on metrin etäisyydellä katon reunoista. Metrin etäisyyttä käytettiin, koska katolla tulee pystyä liikkumaan turvallisesti myös paneelien asentamisen jälkeen. On tärkeää, että mahdollisten huoltotoimenpiteiden, paloturvallisuuden ja lumen poistamisen kannalta aurinkopaneelit eivät kata koko kattoa (Rasinkoski 2020). Näin voidaan myös määritellä paremmin aurinkoenergian tuoton alaraja, kun paneeleita ei mallinneta koko katon pinta-alalle.

7.1 Kaltevuusanalyysi

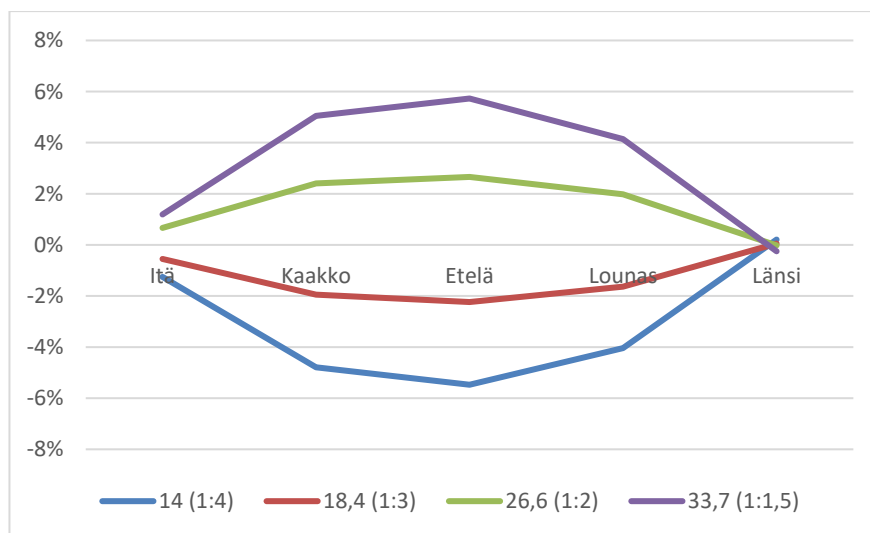
Optimikulma aurinkopaneeleille sähkön tuotannon kannalta Rovaniemen korkeudella on noin 48 astetta (Huld ym. 2012). Kappaleessa 3.2 aiemmin jo mainittiin, että aurinkopaneelit on viisainta asentaa katon suuntaisesti. Yleisesti käytettyjä katon kaltevuuksia ovat 34, 27, 22, 18 ja 14 astetta (Roof Hub 2021). Kulmat on myös esitetty alla olevassa kuvassa 23.



Kuva 23. Yleisesti käytetyt katon kaltevuus kulmat. (mukaillen Suomen Kattocenter Oy 2021)

Rakennusten katon kallistuskulma voidaan arvioida suuntaa antavasti karttapalvelujen, kuten Google kartat palvelun katunäkymän avulla. Suurin osa alueiden rakennuksista on kuitenkin paikoissa, joissa katunäkymää ei voida käyttää. Tässä osassa selvitettiin, miten eri kaltevuuskulmat vaikuttavat aurinkopaneelien sähkötuotantoon.

Rovaniemen korkeudelle mallinnettiin testirakennuksia SketchUp-ohjelman avulla kaikissa yllä mainituissa kulmissa ja määriteltiin niiden aurinkosähkön tuotanto eri suuntaukset huomioiden. Skelion-ohjelman avulla saatiin arvio, kuinka paljon eri kaltevuudella olevat aurinkopaneelit tuottavat sähköä. Tuloksista kävi ilmi, että 22 asteinen kaltevuuskulma on tuotannoltaan lähes muiden kaltevuuskulmien aurinkosähköntuotannon keskiarvo, joten sitä käytettiin oletuskaltevuutena kyläryhmien asuinrakennuksille. Alla olevassa kuvassa 24 on esitelty, miten kaltevuuskulman muutos vaikuttaa aurinkosähkön tuotantoon eri suuntauksilla verrattuna käytettyyn 22 asteen kaltevuuteen. Kuvassa on esitetty prosentuaalinen tuotannon muutos verrattuna saman ilmansuunnan 22 asteen kulmalla olevan aurinkopaneelin tuotantoon.



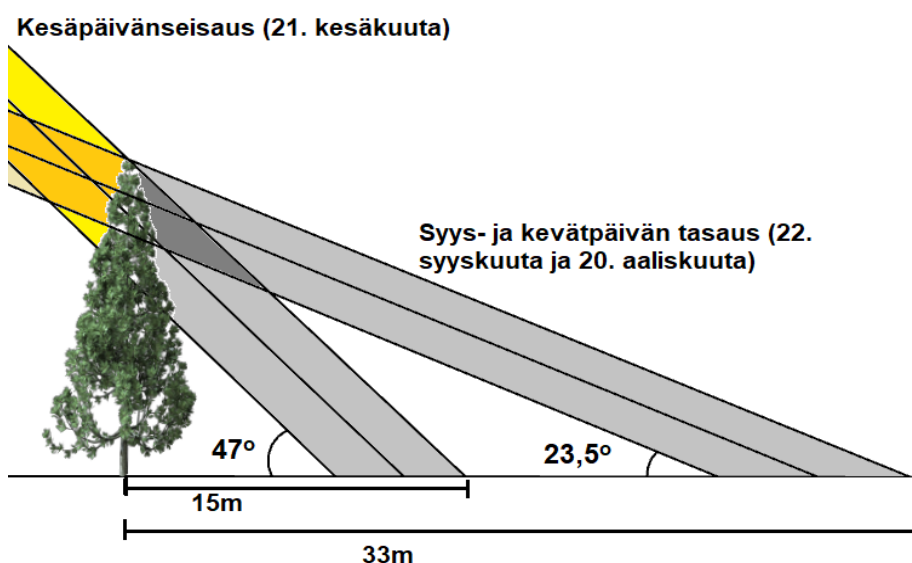
Kuva 24. Eri kulmaan asennettujen aurinkopaneelien tuotanto verrattuna työssä käytettyyn 22 asteen kaltevuuteen. X-akselilla on esitetty tuotannon prosentuaalinen muutos verrattuna 22 asteen kulmaan.

7.2 Rakennusten orientaatio

Rakennusten orientaatio aurinkoon nähden vaikuttaa huomattavasti aurinkopaneelien tuotantoon rakennusten katoilla. Rovaniemen korkeudella aurinkopaneelien optimaalinen suuntautuminen on 171 astetta eli 9 astetta etelästä itään (Huld ym. 2012). Rakennusten suuntautuminen on usein määritelty asemakaavassa ja siinä rakennusten harjat ovat yleensä suunnattu kadun suuntaisesti ja joillain alueilla myös kadun suuntaa vastaan. Mikäli rakennus ei ole tien läheisyydessä, vaikuttaa sen suuntaukseen muu lähiympäristö. Esimerkiksi veden läheisyydessä olevat rakennukset ovat usein rakennettu rantaviivan suuntaisesti. Aurinkopaneelien suuntauksen eroja on huomioitu seuraavan kappaleen taulukossa, jossa on vertailtu myös ilman varjostusta olevia rakennuksia.

7.3 Varjostusanalyysi

Kyläryhmiin kuuluvien asuinrakennusten läheisyydessä on usein puita, jotka voivat aiheuttaa varjostusvaikutuksia katoille asennetuille aurinkopaneeleille. Puiden varjostusvaikutus on merkittävä, koska tutkittujen kylien puut ovat korkeita ja auringon korkeuskulma vaihtelee noin 47 asteesta 0 asteeseen. Alla olevassa kuvassa 25 on esitetty, miten yksittäisen puun varjostusalue kasvaa, auringon korkeuskulman muuttuessa Rovaniemen korkeudella.



Kuva 25. Puun (15 m) varjostusalue auringon korkeuskulman muuttuessa.

Tässä työssä tehtiin varjostusanalyysi, jonka tarkoituksena oli määritellä erilaisten asuinrakennusten läheisyydessä olevien puuvariaatioiden varjostusvaikutus asuinrakennusten katoille asennetuille aurinkopaneeleille. Työssä luotiin testirakennuksia SketchUp – ja Skelion- ohjelmia apuna käyttäen ja analysoitiin, kuinka eri varjostusvariaatiot vaikuttivat asennettujen aurinkopaneelien sähköntuotantoon. Jotta analyysiä voidaan hyödyntää kyläryppäiden rakennusten aurinkosähkön tuotannon arvioinnissa, mallinnettiin testikylä Rovaniemen korkeudelle ja mallissa ladattiin sää tiedot Rovaniemen lentokentän sääaseman datasta Skelion-ohjelmaan. Testirakennukset mallinnettiin viiden ilmansuunnan mukaan 45 asteen välein idästä lähtien. Varjostustekijänä käytettiin SketchUp- ohjelmassa olemassa olevaa kuusipuun puumallia, jonka pituudeksi asetettiin noin 15 metriä. Eri kylmäryhmissä puulajit vaihtelevat pääasiassa lehtipuista (koivu), mäntyyn ja kuuseen. Metsien tyyppi Google Earthin kuvien perusteella oli usein sekametsää, mutta alueellisia eroja havaittiin. Varjostusanalyysissä käytetyksi puuksi valittiin kuusi, koska kuusen havut aiheuttavat ympärivuotista varjostusta rakennuksille ja näin voidaan huomioida maksimaalinen varjostusvaikutus, eikä tarvitse huomioida lehtipuiden vähäisempää varjostusta talviaikaan lehtien puuttumisen takia. Varjostusanalyysissä luotiin kymmenen erilaista varjostusvariaatiota, jossa varjostavana tekijöinä oli 0, 1 tai 5 puuta sekä puurivit itä, länsi tai eteläpuolella sekä niiden yhdistelmät. Alla olevassa kuvassa 26 on esitelty etelään suunnattujen aurinkopaneelien varjostusvariaatiot.



Kuva 26. Etelään suunnattujen aurinkopaneelien varjostusvariaatiot.

Puiden varjostusvaikutusta verrattiin etelän suuntaan olevien aurinkopaneelien aurinkosähkön tuotantoon ilman varjostusta. Alla olevissa taulukossa 3 ja 4 on esitetty, miten eri suuntauksien varjostusvaikutukset vertautuvat ilman varjostusta olevien etelään suunnattujen aurinkopaneelien tuotantoon. Taulukoista nähdään myös, miten eri ilmansuunnat vaikuttavat tuotantoon. Esimerkiksi ensimmäiseltä sarakkeelta huomataan, miten eri ilmansuuntiin asetetut aurinkopaneelit eroavat tuotannoltaan. Taulukoissa ei ole huomioitu pohjoista, koillista eikä luodetta, koska näiden ilmansuuntien aurinkosähkön tuotanto on suhteellisen vähäistä verrattuna muihin ilmansuuntiin.

Taulukko 3. Puiden ja ilmansuuntien suhteellinen vaikutus aurinkopaneelien tuotantoon etelään suunnattuihin aurinkopaneelien verrattuna.

Asteet	Ilmansuunta	Puita (kpl)			Puurivin rakennukseen nähden	sijainti
		0	1	5		
					Itä	Etelä
90	Itä	0,84	0,78	0,77	0,7	0,8
135	Kaakko	0,96	0,89	0,88	0,88	0,85
180	Etelä	1	0,96	0,88	0,94	0,92
225	Lounas	0,92	0,87	0,82	0,91	0,78
270	Länsi	0,8	0,75	0,73	0,8	0,78

Taulukko 4. Puiden ja ilmansuuntien suhteellinen vaikutus aurinkopaneelien tuotantoon etelään suunnattuihin aurinkopaneelien verrattuna.

Asteet	Ilman-suunta	Puurivin sijainti rakennukseen nähden						
		Länsi			Etelä ja itä	Etelä länsi	ja Itä länsi	Itä, etelä ja länsi
90	Itä	0,84			0,64	0,75	0,73	0,6
135	Kaakko	0,95			0,76	0,83	0,86	0,65
180	Etelä	0,95			0,79	0,74	0,9	0,64
225	Lounas	0,82			0,8	0,64	0,83	0,58
270	Länsi	0,68			0,76	0,57	0,68	0,55

Taulukoista 3 ja 4 huomataan, että (Rovaniemen korkeudella) etelään suunnatut aurinkopaneelit, joiden ympärillä ei ole puustoa, tuottavat energiaa parhaiten, kun taas huonoiten energiaa tuottavat paneelit, jotka on suunnattu kohti länttä, ja joita varjostaa puusto kaikista taulukossa esitetyistä suunnista.

7.4 Rakennusten reunaehtojen määrittäminen

Sopivien rakennusten reunaehtojen määrittämiseen vaikuttaa, mikä on aurinkosähköjärjestelmän hankkimisen tarkoitus. Jos pyritään tuottamaan mahdollisimman paljon aurinkoenergiaa, merkitystä on pääasiassa vain, kuinka paljon kyläalueella on potentiaalista kattopinta-alaa aurinkopaneelien asennukseen. Jos pyritään kattamaan mahdollisimman paljon kulutettua sähköä aurinkosähköllä, tällöin merkitystä on vain kulutetulla sähköllä ja tuotetulla sähköllä, sekä mahdollisesti myös virtuaalivoimalan mallilla, eli esimerkiksi miten kulutus on optimoitu sähköntuotannon mukaan. Rakennusten reunaehtojen määrittämiseen käytettiin apuna kappaleen 7.3: varjostusanalyysi tuloksia.

Kun reunaehtojen määrittämiseen otetaan mukaan kannattavuus, muuttuu niiden määrittäminen huomattavasti monimutkaisemmaksi. Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen vaikuttavat järjestelmän hinta, ostosähkön hinta, ylijäämäsähkön määrä sekä paneelien tuottama sähkön määrä. Kuluttajalle toimitetussa sähkössä on kolme hintaan vaikuttavaa komponenttia: sähköntuotantohinta, sähkön siirtohint (nykyään verkkopalvelumaksu) sekä verot. Aurinkopaneelijärjestelmä on sitä kannattavampaa, mitä enemmän tuotettua sähköä voidaan käyttää itse. Kun sähköä myydään takaisin verkkoon, saa kuluttaja hyvitystä vain sähköntuotannon hinnan suuruisen osan. Kun taas kuluttaja käyttää sähkön itse, kuluttajan ei tarvitse maksaa mistään sähkön hinnan komponentista tuotetun sähkön osalta. Järjestelmän hintaan vaikuttaa valitut aurinkopaneelit ja invertteri sekä paneelien asennukseen tarvittavat kiinnityslaitteet sekä kaapelointi. Lisäksi järjestelmän kokonaishintaan tulee huomioida mukaan järjestelmän asennustyön kulut. Hinnan lisäksi kannattavuuteen vaikuttavat tuotetun sähkön määrä suhteessa omaan kulutukseen sekä ostosähkön hinta, siirtohint ja verot. Aurinkopaneelijärjestelmän kannattavuuden kannalta on tärkeää, että järjestelmä mitoitetaan kulutuksen kannalta oikein. Mikäli halutaan mahdollisimman lyhyt

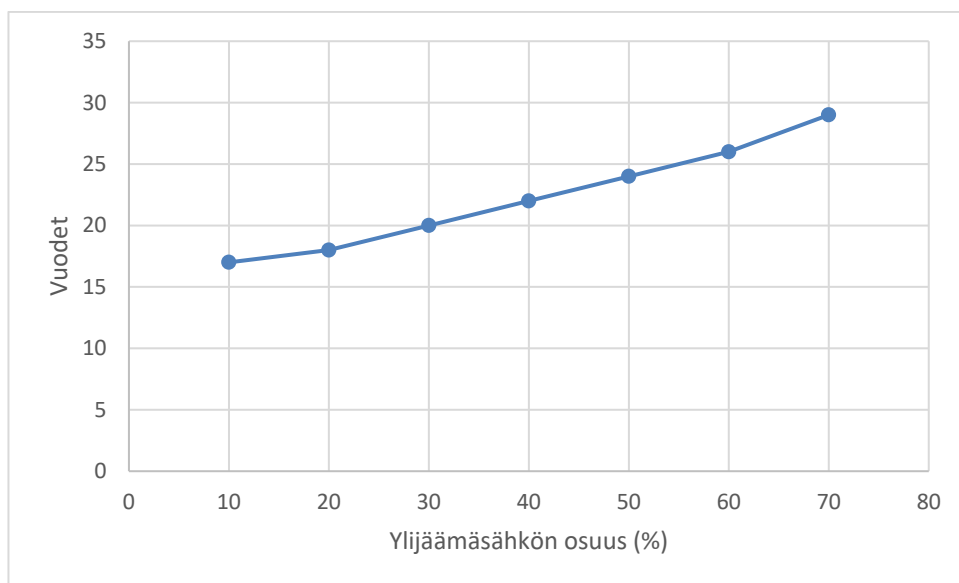
takaisinmaksuaika, järjestelmä tulisi mitoittaa pohjakulutuksen mukaan. Pohjakulutuksella tarkoitetaan rakennuksen pienintä jatkuvaa sähkön tarvetta. Yksittäisen asuintalon pohjakulutus on kuitenkin suhteellisen pieni, joten sen mukaan mitoitettulla aurinkopaneelijärjestelmällä tuotettu sähkön määrä on pieni verrattuna vuosittaiseen kokonaiskulutukseen. (Motiva 2021c)

Aurinkosähköjärjestelmä on pitkäaikainen sijoitus ja aurinkopaneelien tehotakuu kestääkin yleensä vähintään 25 vuotta ja paneeleita voidaan käyttää tätäkin pidempään. Järjestelmästä invertteri on nopeinten kuluva osa, joten sen vaihtamiskustannukset on hyvä ottaa huomioon järjestelmän kannattavuutta arvioidessa. Esimerkiksi Rovaniemen korkeudella olevan yksittäisen asuinrakennuksen takaisinmaksuajan muutos tuotetun sähkön käytön mukaan on esitetty alla olevassa kuvassa 27. Kuvaaja on laskettu käyttäen apuna Aalto-yliopistossa kehitetyn avoimen datan kannattavuuslaskuria aurinkosähköjärjestelmille (Hiilineutraali Suomi 2021), jossa sähkön kokonaishintana on käytetty 18,20 snt/kWh. Alla olevassa taulukossa 5 on esitetty laskuissa käytetyt sähkön hinnan eri komponentit.

Talukko 5. (Energiavirasto, 2021b)

Siirtohinta	Ostosähkön hinta	Huoltovarmuusvero	Alv. (24 %)	Yhteensä
5,8 snt/kWh	6,1 snt/kWh	2,8 snt/kWh	3,5 snt	18,2 snt/kWh

Laskuissa käytettiin aurinkopaneeleina 8kpl Canadian Solarin paneeleita. Järjestelmän kokonaishinta ilman avustuksia on arvioitu olevan noin 4700 € ja aurinkopaneelit on asetettu etelän suuntaan 22 asteen kulmassa.



Kuva 27. Ylijäämä sähkö vaikutus takaisinmaksu-aikaan.

Kuten kuvasta 27 voidaan huomata, ylijäämä sähkö osuus vaikuttaa merkittävästi järjestelmän kannattavuuteen. Järjestelmän kannattavuuden määrittämiseen kylien osalta tarvitaan, kuitenkin tarkempaa tietoa kylien sähkö kulutuksesta, jotta järjestelmän kannattavuus voidaan määrittellä tarkasti. Myös lumen tarkkaa vaikutuksesta aurinkopaneelien sähkö tuotantoon on haastava arvioida pelkästään teorian pohjalta. Suurimmillaan lumen vaikutus voi olla noin 14 %, jos oletetaan lumipeitteen olevan pysyvää talvikuukausien (marraskuu-maaliskuu) aikana. Jos lumen vaikutuksen oletetaan olevan 14 % aurinkopaneelijärjestelmän kokonaistuotantoon, kasvaa takaisinmaksu-aika kahdella vuodella, 19 vuoteen ylijäämä sähkö osuuden ollessa 10 %. Kuten aiemmin esitettyssä varjostusanalyysissä huomattiin, että aurinkopaneelien suuntauksella on merkittävä vaikutus, ja takaisinmaksu-aikaa voi kasvaa jopa 3 vuotta pidemmäksi, mikäli suuntaus on länteen tai itään.

Tässä työssä ei ole otettu huomioon, miten mahdolliset taloudelliset tuet vaikuttavat aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuteen. Ne voivat parantaa merkittävästi järjestelmien kannattavuutta. Tällaisia tukia ovat mm. kotitalousvähennys, jonka yksityishenkilö voi hakea ja se vuonna 2021 sen suurus oli 2250 euroa. Yritykset, kunnat ja yhteisöt voivat hakea myös energiatukea, joka on työ- ja elinkeinoministeriön myöntämä tuki. Tuen suuruus oli 1.5.2019 alkaen 20 % hyväksyttävistä kustannuksista. (Motiva 2021d)

Taloudellisten syiden takia raja-arvo paneelien minimimäärälle on 8 paneelia optimiolosuhteissa. Optimiolosuhteiksi määritellään etelään suunnatut aurinkopaneelit ja se, ettei aurinkopaneeleille ei tule lainkaan varjostusta. Laskuissa on käytetty apuna Aalto-yliopistossa kehitetyn avoimen datan kannattavuuslaskuria aurinkosähköjärjestelmille (Auvinen ja Rummukainen, 2020). Laskuissa on myös huomioitu aurinkopaneelien hinta, invertterin hinta sekä arvioidut muut kustannukset (asennus yms.). Optimiolosuhteissa kahdeksan aurinkopaneelin järjestelmän takaisinmaksuaika olisi noin 16 vuotta. Näissä laskelmissa ei ole kuitenkaan huomioitu lumen vaikutusta aurinkoenergian tuotantoon. Laskuissa oletetaan, että aurinkopaneelien tuottaman sähkön ylijäämän osuus vuosituotannosta on 30 %.

Kannattavuuden kannalta itään tai länteen päin suunnatut aurinkopaneelit eivät ole kannattavia, koska näihin ilmansuuntiin asennettujen aurinkopaneelien takaisinmaksuaika on vähintään 20 vuotta, kun ylijäämäsähkön osuus on 30 %.

Työssä huomioitiin vain asuinrakennukset, joiden katon lappeen suuntaus on 135–225 asteen välillä eli kaakon ja lounaan välillä. Varjostusanalyysi kappaleessa (katso kpl 7.3 ja taulukot 3 ja 4) selvitettiin, kuinka erilaiset puiden varjostusvariaatiot vaikuttavat eri suuntiin suunnattujen aurinkopaneelien tuotantoon. Siitä saatujen tuloksien pohjalta tässä työssä on huomioitu vain asuinrakennukset, joiden katoille asennettujen aurinkopaneelien sähkön tuotanto on korkeintaan 10 % pienempi kuin etelään suunnattujen, ilman varjostusta olevien aurinkopaneelien tuotanto (katso taulukot 3 ja 4). Tästä syystä työssä on huomioitu vain etelään suunnatut asuinrakennukset, joita varjostaa yksittäinen puu tai puurivistö idän tai lännen puolella ja rakennukset ilman varjoa. Kaakkoon suunnatuista rakennuksista on huomioitu vain ilman varjostusvaikutuksia olevat rakennukset sekä rakennukset, joiden länsipuolella on puurivistö. Lounaaseen suunnatuista rakennuksista on huomioitu vain rakennukset, joilla ei ole lainkaan varjostusvaikutuksia sekä rakennukset, joiden itäpuolella on puurivistö.

Tässä työssä esitetyissä laskemissa ei ole vielä otettu lumipeitteen vaikutusta huomioon, koska on vaikea arvioida pelkästään teoreettiselta pohjalta, miten lumipeite vaikuttaa todellisuudessa Rovaniemen alueen aurinkopaneelien tuotantoon. Työssä saatujen tulosten mukaan marraskuusta helmikuuhun kokonaistuotanto on noin 6 % ja

maaliskuussa ja huhtikuussa noin 9 % ja 14 %. Näiden lisäksi tuotanto voi olla lumen heijastusvaikutuksen seurauksena suurempaa. Lindfors ym. (2013) mukaan Jokioisissa tehdyssä tutkimuksessa lumen säteilyä lisäävä vaikutus pystysuoralle pinnalle tulevassa säteilyssä on noin 20–30 % verrattuna lumettomiin olosuhteisiin.

8 TULOSTEN TARKASTELU

Työn tarkoituksena oli arvioida Rovaniemen alueella sijaitsevien kolmen eri kyläryhmän aurinkoenergiapotentiaalia. Simulaatioista saatujen tulosten perusteella voitiin valita sopivat rakennukset aurinkoenergiapotentiaalin arvioimiseen. Sopivien rakennusten valintaan vaikutti niiden kattojen suuntautuminen sekä rakennusten läheisyydessä olevat puut ja niiden mahdollinen varjostusvaikutus katoille asennetuille aurinkopaneeleille.

8.1 Kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaali

8.1.1 Kyläryhmä 1

Kyläryhmään yksi kuuluvaan Sinettään kuuluu noin 190 asuinrakennusta, joista aurinkoenergian tuotantoon sopii 62 (rakennukset, joiden tuotanto yli 90 % alueen parhaasta tuotannosta). Näistä asuinrakennuksista 42 on varjottomissa olosuhteissa ja vähävarjoisissa olosuhteissa (tuotanto yli 90 % alueen parhaasta tuotannosta) asuinrakennuksia on 19. Oheisessa taulukossa 6 on eriteltynä, kuinka paljon alueen rakennukset voivat tuottaa aurinkosähköä. Taulukossa on myös esitelty, kuinka suuri osa kaikista rakennuksista kuuluu luokiteltuun ryhmään.

Taulukko 6. Kyläryhmän 1 aurinkoenergiapotentiaali

	Asuin- rakennuksia	Ilman varjostusta	Vähäinen varjostus (90 %)	Koulu- rakennukset	Yhteensä
Lukumäärä	189	42	19	1	62
Tuotanto vuodessa (MWh)		233	112	82	427
Osuus kaikista asuin- rakennuksista		23 %	10 %		33 %

8.1.2 Kyläryhmä 2.

Kyläryhmään 2 kuuluvat kylät Yläkemijoen alueelta ja alueella on noin 380 asuinrakennusta. Näistä 92 asuinrakennusta tuottaa aurinkosähköä varjottomasti sekä 22 tuottaa aurinkosähköä vähäisissä varjostus olosuhteissa (tuotanto yli 90 % alueen parhaasta tuotannosta). Taulukossa 7 on esitelty kyläryhmään 2 kuuluvien asuinrakennusten aurinkoenergiapotentiaali.

Taulukko 7. Kyläryhmän 2 Aurinkoenergiapotentiaali.

	Asuin- rakennuksia	Ilman varjostusta	Vähäinen varjostus (90 %)	Koulu- rakennukset	Yhteensä
Lukumäärä	378	92	22	1	115
tuotanto (MWh)		382	106	103	591
Osuus kaikista asuinrakennuksista		24 %	6 %		30 %

8.1.3 Kyläryhmä 3

Kyläryhmässä 3 asuinrakennuksia on yhteensä 84. Näistä rakennuksista 15 on ilman varjostusta ja 17 vähäisissä varjostus olosuhteissa (tuotanto yli 90 % alueen parhaasta tuotannosta). Taulukossa 8 on esitelty kyläryhmän 3 aurinkosähköntuotanto ja rakennusten osuudet alueen koko asuntokannasta.

Taulukko 8. Kyläryhmän 3 aurinkoenergiapotentiaali.

	Asuin- rakennuksia	Ilman varjostusta	Vähäinen varjostus (90 %)	Koulu- rakennukset	Yhteensä
Lukumäärä	84	15	13	1	29
Tuotanto (MWh)		64	43	20	127
Osuus kaikista asuinrakennuksista		18 %	15 %		33 %

8.2 Kylätyypit

Selvitykseen valitut kyläryhmät eroavat tuotannoltaan huomattavasti toisistaan. Kyläryhmien koko, asuinrakennusten määrä sekä asukkaiden määrä vaihtelevat merkittävästi. Kyläryhmien läpi menevät tiet suuntatuvat myös eri suuntiin vaikuttaen rakennusten suuntautumiseen, joka osittain selittää tuotannollisia eroja. Kyläryhmän yksi läpi menevä kantatie 79 kulkee pääasiassa kaakko-luode suunnassa, mutta Sinetän kylän kohdalla lähes itä- länsi suunnassa. Kyläryhmän kaksi läpi menevä Kuusamontie kulkee pääasiassa länsi-itä suunnassa. Kolmannen kyläryhmän läpi kulkeva nelostie, kulkee Vikajärvellä asti lounas-koillinen suunnassa ja Vikajärven kylän kohdalla lähes länsi-itä suunnassa, josta se kääntyy täysin etelä-pohjois-suuntaiseksi. Kuten aiemmin on jo mainittu teiden suuntaus vaikuttaa rakennusten suuntautumiseen ja se vaikuttaa suoraan asuinrakennusten aurinkoenergiapotentiaaliin.

Maantieteellisesti kyläryhmät sijaitsevat lähes samalla noin 66 asteen korkeuspiirillä, leveyspiirin vaihdellessa 25 ja 27 asteen välillä. Kaikki kyläryhmät sijaitsevat myös veden läheisyydessä, mutta selvästi eniten rakennuksia vesistön läheisyydessä on kyläryhmässä 2. Luonnon ympäristöltään kyläryhmien väliltä on havaittavissa enemmän eroavaisuuksia. Kyläryhmään 1 kuuluva Sinetän kylän asuinrakennukset ovat osittain puuston ja osittain peltoalueiden ympäröimiä. Tämä nähdään myös alla olevassa kuvassa 28. Tien pohjoispuolella on peltomaisia alueita rakennusten läheisyydessä, mutta eteläpuolella suurin osa rakennuksista on puiden läheisyydessä.



Kuva 28. Kyläryhmä 1, Sinettä. (Elinympäristön tietopalvelu liiteri 2021)

Kyläryhmä kaksi poikkeaa selvästi kahdesta muusta kyläryhmästä ekologiselta ympäristöltään. Kylien rakennuskeskittymät ovat suurelta osin peltoalueiden ympäröimiä. Alueella on yksittäisiä puurykelmiä, joista kyläkeskittymien aurinkopaneeleille aiheutuvat varjostusvaikutukset pääasiassa johtuvat. Kyläkeskittymien ulkopuolella on enemmän puustoa ja metsää, jotka aiheuttavat huomattavasti enemmän varjostusta asuinrakennuksille verrattuna kyläryppäiden keskuksiin. Kyläryhmän 2 ilmakuvaa on esitelty kuvassa 29. Kuvasta huomataan, miten useimmat rakennukset ovat peltojen ympäröiminä ja pääasiassa yksittäisiä puita rakennusten lähetyvillä ja metsäreunojen linjat kauempana rakennuksista.



Kuva 29. Kyläryhmä 2, Viirinkylä. (Elinympäristön tietopalvelu liiteri 2021)

Kyläryhmään 3 kuuluvat asuinrakennukset ovat suurelta osin puiden läheisyydessä, ja näistä aiheutuva varjostusvaikutus rakennuksille on huomattavasti isompi, kuin kahdessa muussa ryhmässä. Ainoastaan Vikajärven pohjoisosassa muutamia asuinrakennuksia ympäröi täysin peltomaiset alueet. Alla olevasta kuvasta 30 nähdään, miten Vikajärven kylä rakennukset ovat suurelta osin puiden ympäröimiä. Alla olevasta taulukosta 9 huomataan myös, miten ilman varjostusta olevien rakennusten osuudet vaihtelevat kyläryhmien välillä. Kyläryhmässä 2 on vähiten varjostusvaikutusten alaiseksi jääviä rakennuksia. Taulukossa 9 esitetyssä suhteellisesta tuotannosta huomaa, kuinka merkittävästi kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaalissa on eroja.



Kuva 30. Kyläryhmä 3, Vikajärvi. (Elinympäristön tietopalvelu liiteri 2021)

Taulukko 9. Kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaali

	Tuotanto ilman varjoa (MWh)	Osuus kaikista asuinrakennuksista	Suhteellinen tuotanto (per 100 rakennusta) (MWh)	Tuotanto vähäinen varjo ja ilman varjoa (koulu huomioitu) (MWh)	Osuus kaikista rakennuksista	Suhteellinen tuotanto (100 asuinrakennusta kohti) (MWh)
Kyläryhmä 1	233	22 %	123	427	32 %	225
Kyläryhmä 2	382	24 %	101	591	30 %	156
Kyläryhmä 3	64	18 %	76	127	33 %	151

Selvästi suurin suhteellinen aurinkoenergiapotentiaali on kyläryhmällä 1 ja ero kasvaa, jos koulurakennuksien tuotanto otetaan huomioon. Jokaisella kyläryhmällä koulurakennuksen merkitys energiantuotantoon oli huomattava, kuten aiemmin esitettyssä taulukoissa 3–5 huomataan. Kun koulurakennusten tuotanto jätetään huomiotta suhteellisen tuotannon eroa voidaan selittää osittain kylien rakennusten suuntautumisella, rakennusten lähellä olevien puiden varjostuksesta aiheutuvilla tuotantohäviöillä sekä valittujen asuinrakennusten katoilla olevien aurinkopaneelien määrällä eli epäsuorasti rakennusten pinta-alalla. Selkeästi suurin keskimääräinen asuinrakennusten paneelien

määrä oli kyläryhmällä 1. Alla olevassa taulukossa 10 on esitetty prosentuaalisesti, miten kunkin kyläryhmän asuinrakennusten katot ovat suuntautuneet, sekä paljon asuinrakennuksissa on paneeleita keskimäärin.

Taulukko 10. Kyläryhmien keskimääräinen paneelien lukumäärä ja valittujen rakennusten suuntautumisjakauma.

Kylä-ryhmä	Keski-määräinen paneelien määrä (kpl/ rakennus)	Valittujen talojen suuntaukset Itä	Kaakko	Etelä	Lounas	Länsi
Kylä-ryhmä 1	26,4	0 %	21 %	51 %	28 %	0 %
Kylä-ryhmä 2	21,7	0 %	27 %	50 %	23 %	0 %
Kylä-ryhmä 3	19,0	0 %	7 %	74 %	19 %	0 %

Kun vertaillaan kyläryhmää 3 kahteen muuhun kyläryhmään, huomataan kylässä olevan vähiten aurinkopaneeleita rakennusta kohden, mutta toisaalta suurin osa aurinkopaneeleista on suuntautunut parhaaseen tuotantosuuntaan (74 % etelään). Kyläryhmän 3 tuotanto ilman varjostusta 100 asuinrakennusta kohden on huomattavasti pienempi kuin kyläryhmän 1 ja hieman pienempi kuin kyläryhmän 2. Tätä selittänee merkittävästi kyläryhmän asuinrakennusten huomattavasti puustoisempi lähiympäristö verrattuna kahteen muuhun kyläryhmään ja tästä syystä ilman varjostusta olevia asuinrakennuksia on huomattavasti vähemmän kuin kyläryhmissä 1 ja 2. Myös kyläryhmän asuinrakennukset ovat pienempiä verrattuna kahteen muuhun kyläryhmään, joten niissä on keskimäärin vähemmän aurinkopaneeleita. Kyläryhmässä 2 on varjostusvaikutuksiltaan paras alue, mutta kyläryhmän asuinrakennusten hieman pienempi koko selittänee osittain miksi kyläryhmällä 1 on suurempi suhteellinen aurinkoenergiapotentiaali.

8.3 Kyläryhmien sähkönkulutus

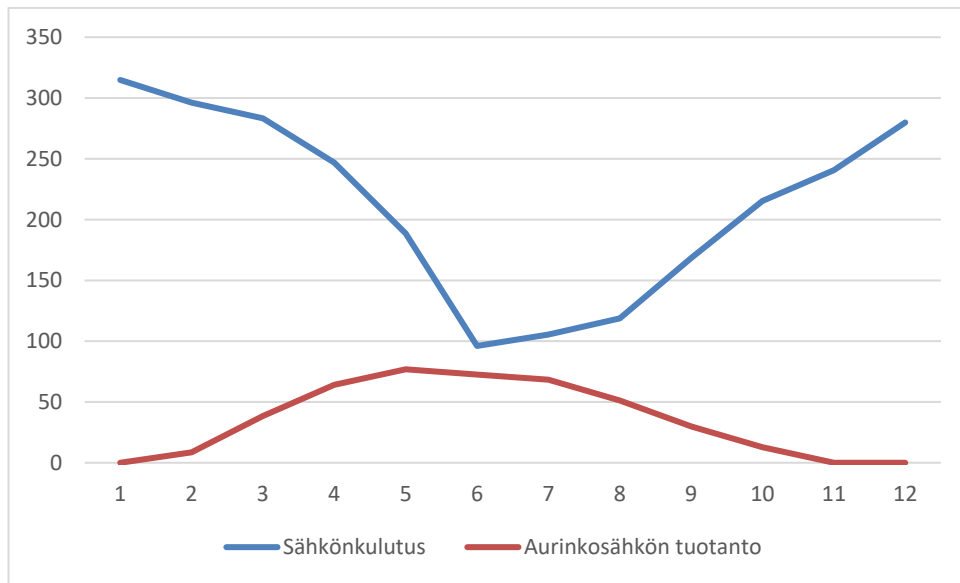
Työssä arviotiin myös tutkittujen kyläryhmien sähkönkulutusta ja analysoitiin, miten kyläryhmien arvioitu aurinkoenergiapotentiaali pystyisi kattamaan kyläryhmien

kulutusta. Kyläryppäiden kulutusta arvioidessa on huomioitu alueella sijaitsevien pientalojen ja rivitalojen määrä sekä hyödynnetty *sähkönmyyjän raporttia asiakkaan energiankäytöstä* (Rouhiainen 2010), jossa on esitetty arviot useiden erityyppisten talojen sähkönkulutuksesta Suomessa maantieteellinen sijainti huomioiden. Kyläryppäiden alueilla sijaitsi pääasiassa pientaloja, joten tässä työssä laskettiin kulutus pelkästään pientalojen kulutuksen mukaan. Tässä työssä käytettiin pientalon sähkölämmityksen vuosittaisena kulutuksena 14300 kWh/v sekä pientalon muuna sähkönkulutuksena 6100 kWh/v. Työssä oletettiin kyläryppäiden asuintalojen olevan 52 % sähkölämmitteisiä (Lapin liitto 2007). Kyläryppäiden sähkönkulutuksessa hyödynnettiin työpaketissa 2 kerättyä tietoa asuintalojen lukumäärästä alueella. Alla olevassa taulukossa 11 on esitetty kyläryhmien arvioitu sähkönkulutus.

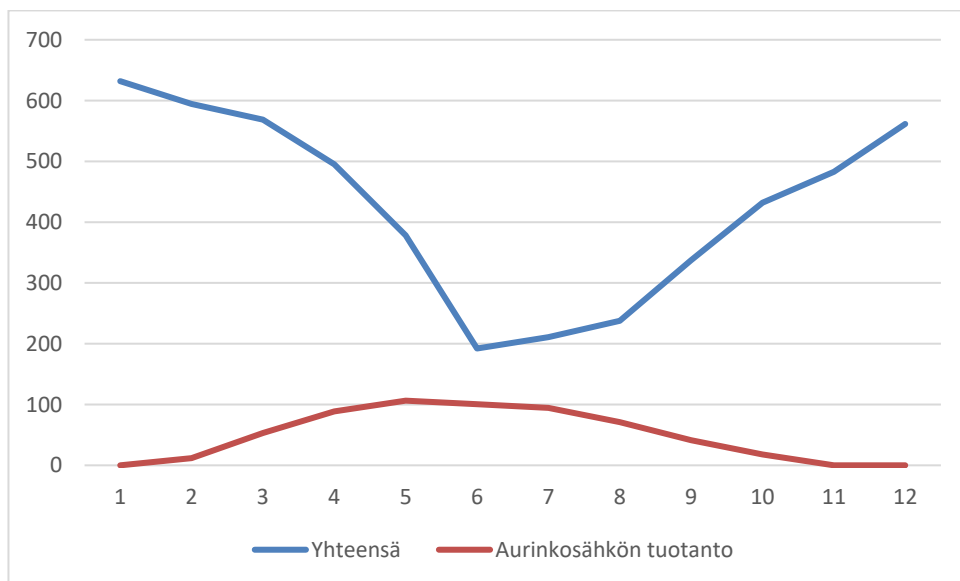
Taulukko 11. Kyläryhmien sähkönkulutus.

	Kyläryhmä 1	Kyläryhmä 2	Kyläryhmä 3
Sähkönkulutus (MWh)	2554,3	5122,9	1141,6

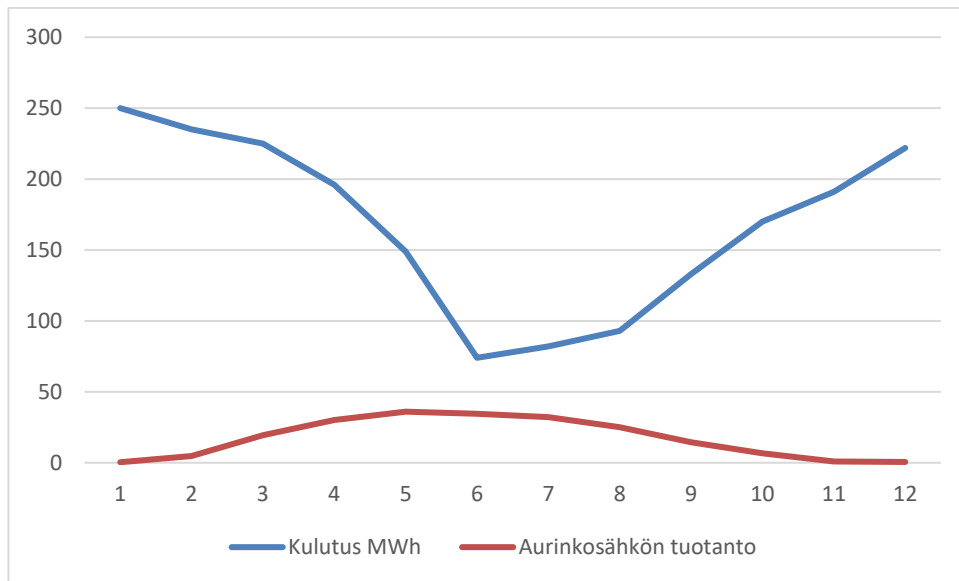
Sähkölämmitystä käyttävien asuinrakennusten lämmityskulutus vuodenajalta laskettiin käyttäen apuna ilmatieteenlaitoksen lämmitystarvelukuja (Ilmatieteen laitos 2021f). Lämmitystarvelukujen avulla vuosittainen lämmitykseen tarvittava kulutus pystyttiin jakamaan kuukausittaiseksi kulutukseksi. Alla olevissa kuvissa 18–20 on esitetty kyläryhmien 1–3 sähkönkulutus sekä alueen asuinrakennusten katoille asennettujen aurinkosähköjärjestelmien sähköntuotanto. Kuvista huomataan, että kuukausitasolla sähköntuotanto on alle alueiden sähkönkulutuksen, mutta kesäaikaan kyläryhmien arvioitu aurinkosähkö pystyisi kattamaan huomattavan ison osan kylien sähkönkulutuksesta.



Kuva 31. Kyläryhmän 1 sähkönkulutus ja tuotanto.



Kuva 32. Kyläryhmän 2 sähkönkulutus ja tuotanto.



Kuva 20. Kyläryhmän 3 sähkönkulutus ja tuotanto.

Kyläryhmä 1 pystyy tuottamaan noin 17 % alueen kulutuksesta asuinrakennuksien katoille asennettujen aurinkopaneelien avulla. Kyläryhmä 2 pystyy tuottamaan noin 12 % ja kyläryhmä 3 noin 11 % alueiden kulutuksesta vuositason tasolla. Vaikka vuosittainen tuotanto alittaa kulutuksen, muodostuu energiayhteisössä silti ylituotantoa. Tämä johtuu kesäajan korkeasta päiväkohtaisesta tuotannosta. Tässä työssä keskityttiin vain kuukausikohtaisiin arvioihin, koska käytetyt ohjelmat antoivat datan kuukausikohtaisesti ja alueiden kylien kulutuksesta oli saatavilla vain vähän tarkkaa tietoa.

9 POHDINTA JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Työn tarkoituksena oli määrittää kolmen eri kyläryhmän aurinkoenergiapotentiaali ja selvittää mistä mahdolliset erot johtuvat. Työssä määriteltiin myös reunaehdot sopiville rakennuksille energiayhteisöihin. Sopivat rakennukset määriteltiin kappaleen 7.3 varjostusanalyysin tuloksia apuna käyttäen ja tulosten perusteella voitiin arvioida eri suuntien olevien aurinkopaneelien kannattavuutta. Vaikka kannattavuuteen vaikuttaa useat tekijät, kuten sähkön hinta ja sähkön omakäytön osuus, tuloksista voidaan tehdä suuntaa antavia johtopäätöksiä sopivien rakennusten valintaan. Rakennusten kannalta selvästi merkittävimpana tekijänä oli aurinkopaneeleille mallinnettu katon suuntaus sekä puiden varjostuksesta aiheutuvat tuotantohäviöt.

Mallinuksessa saatujen tulosten perusteella valittujen kyläryhmien absoluuttisessa ja suhteellisessa aurinkosähkön tuotannossa oli huomattavia eroja. Absoluuttisen aurinkoenergiapotentiaaliin selittää kyläryhmien koko. Kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaali oli sitä suurempaa mitä enemmän asuinrakennuksia kylässä oli. Suhteellista aurinkoenergiapotentiaalia tarkasteltaessa oli havaittavissa selkeämpi eroja valittujen kyläryhmien välillä. Kun kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaalia tarkasteltiin 100 asuinrakennusta kohden, kyläryhmä 1 erottui selvästi kahdesta muusta kyläryhmästä. Taulukossa 12 on esitetty, miten kyläryhmien tuotanto vastaa tuotantoa alueen 100 taloa kohti, kun koulurakennus on huomioitu. Vastaavat tulokset ilman koulurakennusta on esitetty myös alla olevassa taulukossa. Asuinrakennukset valittiin huomioimalla niiden teoreettinen aurinkoenergiapotentiaali. Mikäli asuinrakennuksen tuotanto oli enemmän kuin 10 % pienempi alueen parhaasta tuotannosta, sitä ei huomioitu kyläryhmän aurinkoenergiapotentiaalin arvioimisessa. Taulukossa 12 on esitetty myös, kuinka suuri osa asuinrakennuksista oli suuntautunut länsi tai itä suuntaan, joilla tuotanto oli noin 20 % pienempi verrattuna etelään.

Taulukko 12. Kyläryhmien suhteellinen tuotanto sekä rakennusten osuudet ja suuntautumiset.

	Kyläryhmä 1	Kyläryhmä 2	Kyläryhmä 3
Tuotanto 100 taloa kohti MWh	183	129	119
Sopivien asuinrakennusten osuus	33 %	30 %	33 %
Rakennusten suuntautuminen länteen ja itään	17 %	22 %	26 %
Tuotannossa ilman varjostusta olevien rakennusten osuus	23 %	24 %	18 %

Taulukossa 12 on esitetty selittäviä tekijöitä kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaalin eroihin. Kyläryhmien suhteellista tuotantoa tarkasteltaessa kyläryhmän 1 huomattavasti suurempaa aurinkoenergiapotentiaalia selittävät useat tekijät. Kuten taulukosta 12 huomataan, kyläryhmässä 1 on eniten sopivia rakennuksia, vähiten itään ja länteen suuntautuneita rakennuksia sekä lähes yhtä vähän ilman varjostusta olevia rakennuksia kuin kyläryhmällä 2. Nämä kolme tekijää sekä kyläryhmän 1 keskimäärin suurempi aurinkopaneelien määrä, 39 % enemmän paneeleita kuin kyläryhmässä 3 ja 22 % enemmän kuin kyläryhmässä 2 (keskimäärin 4,7 paneelia enemmän kuin kyläryhmässä 2 ja 7,4 paneelia enemmän kuin kyläryhmässä 3, kts. Taulukko 10) selittää suurelta osin, miksi kyläryhmän tuotanto on yli 40 % suurempi kuin kahden muun kyläryhmän. Kyläryhmien 2 ja 3 tuotannollisissa eroissa eli aurinkoenergiapotentiaalissa on huomattavasti pienempi ero, kyläryhmän 2 tuotanto on noin 8 % suurempi kuin kyläryhmän 3. Vaikka aluksi kyläryhmä 2 vaikutti ympäristöltään selkeästi paremmalta sijainnilta aurinkoenergian kannalta (luku 8.2), kyläryhmien välinen tuotantoero on yllättävän pieni. Tätä selittää se, että kyläryhmässä 3 on hieman enemmän sopivia asuinrakennuksia. Lisäksi tarkasteltaessa valittujen asuinrakennusten suuntautumista kyläryhmässä 3 74 % asuinrakennuksista on suuntautunut etelään, joka on 24 prosenttiyksikköä enemmän kuin kyläryhmässä 2 (kts. taulukko 10). Kyläryhmän 2 keskimääräinen aurinkopaneelien määrä on kuitenkin noin 14 % suurempi kuin kyläryhmässä 3. Tämän perusteella voidaan sanoa myös alussa asetetun hypoteesin olevan väärässä. Kyläryhmä 2 ei ole suhteelliselta aurinkoenergiapotentiaalilta paras, vaikka alussa näin oletettiin.

Selvityksessä arvioitiin myös teoriapohjalta mahdollisia lumen vaikutuksia tuotantoon. Kuten edellä on mainittu, lumella on sekä negatiivisia että positiivisia vaikutuksia aurinkopaneelien tuotantoon. Pohjoisissa olosuhteissa lumi voi peittää aurinkopaneeleita ison osan talvea, mutta toisaalta lumen heijastusvaikutus lisää tuotannon määrää kevään aikana. Rovaniemen korkeudella talvikuukausien aikana aurinkopaneelien tuotanto on suhteellisen vähäistä (noin 6 % kokonaistuotannosta marraskuun ja helmikuun välillä sekä 9 % maaliskuussa). Aiemmin mainitusta Granlund ym. (2019) tutkimuksessa kävi ilmi, että Ruotsissa noin Oulun korkeudella tehdyssä tutkimuksessa, lunta oli yli 15 asteen kulmassa olevien aurinkopaneelien päällä tammikuun ja maaliskuun välisenä 70 päivän aikana vain noin 30 päivää. Tutkimuksessa kävi myös ilmi, että suurimman osan ajasta lumi peitti paneeleita tammikuun ja helmikuun aikana, jolloin auringon säteily ja aurinkopaneelien teoreettinen tuotanto on erittäin vähäistä lumesta huolimatta. Tämän lisäksi voidaan huomioda myös lumen heijastusvaikutus. Lindfors ym. (2013) tutkimuksen mukaan lumen säteilyä lisäävä vaikutus pystysuoralle pinnalle tulevassa säteilyssä on noin 20–30 % verrattuna lumettomiin olosuhteisiin. Näin ollen voidaan arvioida lumen vaikutuksen kokonaistuotantoon olevan suhteellisen pientä. Tuotantohäviöt voivat olla suurimmillaan marraskuun ja maaliskuun välillä noin 14 %, tosin näiden tutkimuksien perusteella tuotantohäviöt ovat todennäköisesti alle 10 %. Teoriapohjan avulla saadaan vain suuntaa antava arvioi lumen vaikutuksista tuotantoon, jossa paikallisilla olosuhteilla on merkittävä vaikutus.

Tässä työssä jätettiin lumen vaikutus arvioimatta, koska täsmällinen arvio vaatisi tarkempaa tietoa lumen vaikutuksesta Rovaniemen korkeudella olevien aurinkopaneelien tuotantoon. Lumen vaikutus tuotantoon on myös helppo laskea jälkeenpäin, kunhan tarkempaa tietoa lumen vaikutuksesta eri kyläryhmien aurinkoenergiapotentiaaliin on saatavilla. Ilmastonmuutos voi myös vaikuttaa lumiolosuhteisiin Rovaniemen alueella. Luomarannan ym. (2019) tutkimuksessa tarkasteltiin lumipeitetrendejä Suomessa. Siinä havaittiin alueellisia eroja lumiolosuhteissa Rovaniemen alueella ja tutkimuksessa kävi ilmi, että lumen sademäärät ovat pääasiassa 130-160 mm vuodessa, mutta osassa Rovaniemeä vain 100-130mm vuodessa. Mallituksen mukaan lumen sademäärät tulee kasvamaan epätasaisesti Rovaniemen alueella. Näin myös kyläryhmien välillä voi olla selkeitä eroja, eikä samoja oletuksia voida käyttää välttämättä kaikkiin käsiteltyihin kyläryhmiin. Kuitenkin kappaleessa 4.3 esitetty Aurora pyramidit Levillä osoittavat, että

myös Suomen pohjoisissa osissa voidaan tuottaa aurinkoenergiaa (arvio noin 860 kWh/kWp vuodessa) samassa suhteessa, mitä esimerkiksi Oulun korkeudella (825 kWh/kWp vuodessa, kts. Luku 2.1 kuva 4).

Työssä käytiin läpi myös energiayhteisöjä ja niitä koskevaa lainsäädäntöä niin Suomessa kuin EU:n direktiiveissä. Energiayhteisöt ovat Suomessa vielä uusi konsepti ja paikallinen energiayhteisö lisättiin *valtioneuvoston asetukseen sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta* (A 767/2021) vasta vuoden 2020 joulukuussa. Tässä työssä mallinnettujen kyläryhmien rakennukset muodostaisivat hajautettuja energiayhteisöjä, samanlaisen kuin TEM:in loppuraportissa: *Joustava ja asiakaskeksinen sähköjärjestelmä* (Pahkala ym., 2018) ja kappaleessa 4 on esitelty. Vaikka hajautettuja energiayhteisöjä ei vielä tunnisteta lainsäädännöllisesti, vaatisivat tämän tyyppiset energiayhteisöt esimerkiksi virtuaalivoimalan tai muun tuotantoa kokovan ja hallinoivan konseptin toimiakseen. Kappaleessa 4.2 Energiayhteisöt Suomen lainsäädännössä mainittiin, että Suomessa olevan samojen kiinteistörajojen sisällä toimivan taloyhtiön voivan jakaa tuotetun aurinkoenergian energiayhteisöön kuuluvien jäsenten kesken. Tällöin tuotetusta sähköstä ei peritä sähkön siirtohintaa eikä veroja. Kiinteistörajat ylittävät energiayhteisöt joutuvat maksamaan sähköveron sekä sähkönsiirtomaksun. Tästä syystä kiinteistörajat ylittävien energiayhteisöiden kannattavuus voi olla heikompa kuin kiinteistörajojen sisällä olevien energiayhteisöiden, varsinkin jos hajautetun energianyhteisön jäsenten tuotetun sähkön omakulutus on pientä.

Kappaleessa 4.3 esitetyissä aurinkoenergiaa hyödyntävissä kiinteistöissä ja energiayhteisöissä, Suomessa Finsolar-hankkeen taloyhtiöt ovat kiinteistörajojen sisällä toimivia energia yhteisöjä ja Lemene-hanke on hajautettu energiayhteisö. Lemene-hanke on ensimmäisiä Suomessa olevia hajautettuja energiayhteisöjä ja sillä onkin ollut hankaluuksia päästä toimimaan täysin sille suunnitellulla tavalla. Hankaluudet liittyvät energiayhteisön hakemaan suljetun sähköverkon lupaan. Suljetun sähkönverkon avulla yhtiö pystyisi toimittamaan sähkön energiayhteisön jäsenille ilman sähköverkkomaksua. Lemene-hankkeesta kuitenkin huomattiin, että virtuaalinen voimalaitos voi olla toimiva malli, miten yhdistää hajautettua energiantuotantoa. Myös Sello kauppakeskuksen ja Aurora-pyramidit toimivat hyvänä esimerkkinä, miten virtuaalivoimalaitosta voidaan hyödyntää niin kulutuksessa kuin tuotannossa. Energiayhteisöt haja-asutusalueilla on

kuitenkin havaittu kannattaviksi, kuten Fina ym. (2019) tutkimuksessa selvitettiin. Tutkimuksessa kävi ilmi, että kannattavimmat energiayhteisöt ovat haja-asutusalueilla, missä kuluttajilla on heterogeeninen sähkönkulutus profiili. Tällöin aurinkosähköjärjestelmän päivääjan tuotannolla voidaan kattaa mahdollisimman paljon energiayhteisöön kuuluvien rakennusten kulutuksesta.

Energiayhteisöt ovat myös yksi keino lisätä kotitalouksien käyttämiä uusiutuvia energialähteitä ja vähentää energiankäytöstä aiheutuvia hiilidioksidipäästöjä. Tästä hyvänä esimerkkinä toimivat luvussa neljä esitetyt Saksan ja Tanskan mallit. Esimerkiksi Tanskassa tuulivoimaa hyödyntävät energiayhteisöt omistavat jopa 52 % Tanskan tuulivoimaloista. (Gorroño-Albizu ym. 2019) Vaikka Tanskan ja Saksan mallia on tukenut syöttötariffi, ne toimivat hyvänä esimerkkinä, miten energiayhteisöjä voidaan tukea ja miten niiden avulla voidaan vähentää huomattavasti kotitalouksien energiankäytöstä aiheutuvia hiilidioksidipäästöjä.

Energiayhteisöjen osalta Suomessa ollaan vasta alkutekijöissä ja tällä hetkellä paikallinen energiayhteisö on kannattavampi ratkaisu verrattuna hajautettuun energiayhteisöön. Tällä hetkellä hajautetun energiayhteisön ongelmana on, ettei sen siirtomaksuissa huomioida lähialueella tuotettua sähköä, vaikka esimerkiksi IRENA:n raportissa (2020b) mainitaan, että paikalliset energiayhteisöt kiinteistöjen rajat ylittävinä yhteisinä vähentävät jakeluverkon kuormitusta ja siinä tapahtuvia häviöitä.

Rovaniemen alueella sähkön hinnasta 32 % koostuu siirtomaksusta (kts. Kpl 7.4 ja taulukko 5) ja lähiympäristössä toimiva hajautettu energiayhteisö pienentäisi alueen sähköverkossa tapahtuvia häviöitä ja niistä aiheutuvia kustannuksia. IRENA:n raportissa (2020b) on ehdotettu myös P2P (peer to peer)-mallia eli vertaisverkkomallia, joka voisi olla toimiva ratkaisu yhdistää alueen pientuottajat sekä kuluttajat hyödyntämään paikallisesti tuotettua sähköä. P2P-malli voisi toimia virtuaalisen voimalaitoksen tavoin. Vertaisverkkomalli voi olla myös taloudellisesti kannattavaa. Long ym. (2017) tutkivat, miten yhteisön sisälle rakennettu P2P vertaisverkossa tapahtuva aurinkosähkön kauppa yhteisön jäsenten kesken vaikuttaisi ostetun sähkön hintaan verrattuna verkosta ostettuun sähköön. Tutkimuksessa verkon ostosähkön hinta oli 3 kertaa suurempi kuin verkkoon

takaisin myydyn sähkön hinta. Tutkimuksessa kävi ilmi, että sähkölaskussa voitiin säästää noin 30 % verrattuna suoraan verkosta ostettuun hintaan.

Näiden tulosten pohjalta voidaan sanoa, että kylien aurinkoenergiapotentiaaliin vaikuttavat merkittävästi alueen tiet ja kaavoitus ja tätä kautta myös rakennusten suuntautuminen sekä rakennusten läheisyydessä olevien puiden varjostusvaikutukset. Energiayhteisöille sopivia kyliä valittaessa merkittävimmät vaikutukset tämän työn tulosten perusteella ovat rakennusten suuntautuminen, puusto rakennusten lähellä sekä rakennusten koko. Kannattavuuteen vaikuttaa kappaleessa 7.3 mainittujen tekijöiden lisäksi myös energiayhteisönmalli ja sen toiminta sekä yhteisön jäsenten sähkön kulutus. Tulosten perusteella voidaan myös sanoa, että tulevaisuuden kaavoituksessa tulisi ottaa entistä enemmän huomioon mahdollinen aurinkoenergia tuotannon mahdollisuudet asettamalla asuintalojen suuntaukset aurinkopaneeleille suotuisiksi.

On kuitenkin huomioitava, että simulaatioiden avulla saadut tulokset kylien aurinkoenergiapotentiaalista eivät todennäköisesti vastaa täysin kyläryhmien todellista aurinkosähköntuotantoa. Aurinkosähköpotentiaalin simuloimiseen vaikuttavat useat tekijät ja näiden merkitystä on haastavaa arvioida pelkästään teoriapohjalta. Tulokset ovat kuitenkin suuntaa antavia ja niiden perusteella voidaan ymmärtää paremmin, mitkä tekijät vaikuttavat Rovaniemen alueen palvelukylien aurinkoenergiapotentiaaliin. Vaikka kyläryhmien välillä oli selkeitä eroja, on muistettava, että kyläryhmien sisällä voi olla selkeitä eroja myös eri alueiden rakennusten aurinkoenergiapotentiaalissa.

Tulevissa tutkimuksissa olisi syytä selvittää, miten paikallisen ja hajautetun energiayhteisön kannattavuudet eroavat toisistaan ja minkälainen virtuaalivoimalamalli olisi paras hajautetuille energiayhteisöille. Lisäksi olisi hyvä tutkia, miten heterogeenisen ja homogeenisen kulutusprofiilin omaava energiayhteisö pystyy kattamaan kulutuksensa parhaiten. Kiinnostavaa olisi myös selvittää, onko paras ratkaisu kulutuksen kattamiseksi, asettaa kaikki aurinkopaneelit aina etelän suuntaan vai asentaa osa aurinkopaneeleista esimerkiksi itään tai länteen.

LÄHDELUETTELO

A 65/2009 Valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista. [Annettu: 5.2.2009]

A 767/2021 Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. [Annettu: 12.8.2021]

Ali, H. & Khan, H. A., 2020. Analysis on inverter selection for domestic rooftop solar photovoltaic system deployment. *International transactions on electrical energy systems*, 30(5), pp. -n/a. doi:10.1002/2050-7038.12351.

Andenæs, E., Jelle, B. P., Ramlo, K., Kolås, T., Selj, J. & Foss, S. E., 2018. The influence of snow and ice coverage on the energy generation from photovoltaic solar cells. *Solar energy*, 159, pp. 318-328. doi: 10.1016/j.solener.2017.10.078.

Andrews, R., Pollard, A., Pearce, J., 2013. The Effects of Snowfall on Solar Photovoltaic Performance. *Solar Energy*. 92. 84-97. 10.1016/j.solener.2013.02.014.

Auvinen, K., Honkapuro, S., Ruggiero, S., & Juntunen, J., (2020). Aurinkosähköä taloyhtiöiden asukkaille - Mittaushaasteista kohti digitaalisia energiayhteisöpalveluja.

Auvinen & Rummukainen, 2020. Aurinkosähköjärjestelmien hinnat laskussa – kannattavuutta arvioitava käyttöajan puitteissa, [verkkodokumentti]. saatavissa: [https://www.hiilineutraalisuomi.fi/fiFI/Ajankohtaista/Hiilineutraaliblogi/Aurinkosahkojarjestelmien_hinnat_laskuss\(56958\)](https://www.hiilineutraalisuomi.fi/fiFI/Ajankohtaista/Hiilineutraaliblogi/Aurinkosahkojarjestelmien_hinnat_laskuss(56958)) [viitattu 16.5.2021].

Bauwens, T., Gotchev, B. & Holstenkamp, L., 2016. What drives the development of community energy in Europe? The case of wind power cooperatives. *Energy research & social science*, 13, pp. 136-147. doi:10.1016/j.erss.2015.12.016.

Bayrakci, M., Choi, Y. & Brownson, J. R., 2014. Temperature Dependent Power Modeling of Photovoltaics. *Energy procedia*, 57, pp. 745-754. doi:10.1016/j.egypro.2014.10.282.

Benda, V. & Cerna, L., 2020. PV cells and modules – State of the art, limits and trends. *Heliyon*, 6(12), p. e05666. doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e05666.

Bingöl O., Özkaya O., 2018. Analysis and comparison of different PV array configurations under partial shading conditions. *Solar energy*, 160, pp. 336-343. Doi: 10.1016/j.solener.2017.12.004.

Brennan, M., Abramase, A., Andrews, R. & Pearce, J., 2014. Effects of spectral albedo on solar photovoltaic devices. *Solar energy materials and solar cells*, 124, pp. 111-116. Doi: 10.1016/j.solmat.2014.01.046.

Community power, 2021. Germany, [verkkodokumentti]. saatavissa: <https://www.communitypower.eu/en/germany.html> [Viitattu 20.10.2021].

Deline C., Meydbray J., Donovan M. & Forrest J., 2012. Photovoltaic Shading Testbed for Module-Level Power Electronics, National Renewable Energy Laboratory and PV Evolution Labs, Technical Report.

Dubey S., Sarvaiya J., Seshadri B., 2013. Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review. *Energy Procedia*. 33, pp. 311–321. 10.1016/j.egypro.2013.05.072.

Ekici, S., & Kopru, M., 2017. Investigation of PV System Cable Losses. *International Journal of Renewable Energy Research*, 7, pp. 807-815.

Elinympäristön tietopalvelu Liiteri, 2021. MML aineistot, [verkkodokumentti]. saatavissa: lähdetietoliiteri.ymparisto.fi [Viitattu 27.6.2021].

Energiateollisuus 2016. Mikrotuotannon liittäminen sähköjakeluverkkoon [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.oulunenergia.fi/contentassets/0bde17bdb4e24a1ba4b445fdf79426f4/et_verkostosuositus_mikrotuotannon_liittaminen_sahkonjakeluverkkoon.pdf [Viitattu 7.9.2021].

Energiayhteisökäsikirja, 2021. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/files/7de35936c413685a502e8cfe531bdc1e42653201/elenia-energiayhteisokasikirja.pdf> [viitattu 15.7.2021].

Energiavirasto, 2021a. Hallinto-oikeus hylkäsi Lempäälän Energian verkkolupaa koskevan valituksen. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/-/hallinto-oikeus-hylkasi-lempaalan-energian-verkkolupaa-koskevan-valituksen> [viitattu 8.10.2021].

Energiavirasto, 2021b. Sähköhintatilastot. [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot> [viitattu: 5.7.2021].

Erat, B., Erkkilä, V., Nyman, C., Peippo, K., Peltola, S., Suokivi, H. & Soltekniska föreningen., 2008. Aurinko-opas: Aurinkoenergiaa rakennuksiin. [Päivitetty laitos]. Porvoo: Aurinkoteknillinen yhdistys.

Esseen, P.-A., Ehnström, B., Ericson, L. & Sjöberg, K., 1997. Boreal forests. *Ecological Bulletins* 46, pp. 16-47.

EU 2019/944. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi. [Annettu: 5.6.2019]

EU 2018/2001. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi. [Annettu: 11.12.2018]

Fenn-O-maniC, 2020. Rovaniemen sijainti Suomessa. [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://fi.wikipedia.org/wiki/Rovaniemi> [viitattu 17.10.2021].

Ferrazza F., 2018. McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Third Edition), Chapter I-2-A - Crystalline Silicon: Manufacture and Properties, Editor: Kalogirou S.a, Academic Press, Pages 75-93, ISBN 9780128099216, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809921-6.00004-5>.

Fina B., Auer H., Friedl W., 2019. Profitability of PV sharing in energy communities: Use cases for different settlement patterns. *Energy (Oxford)*, 189, p. 116148. doi:10.1016/j.energy.2019.116148.

Fingrid, 2020. Aurora pyramids – the world's northernmost virtual power plant. [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.fingridlehti.fi/en/aurora-pyramids-the-worlds-northernmost-virtual-power-plant/#bc697d7e> [viitattu: 10.9.2021].

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2021. Photovoltaic report, [verkkodokumentti]. ISE with support of PSE Projects GmbH. Freiburg, 27 July 2021. [viitattu: 29.9.2021]

Geurts C., van Bentum C., 2007. Wind loads on solar energy roofs. *Heron*. 52.

Gorroño-Albizu, L., Sperling, K. & Djørup, S., 2019. The past, present and uncertain future of community energy in Denmark: Critically reviewing and conceptualising citizen ownership. *Energy research & social science*, 57, p. 101231. doi:10.1016/j.erss.2019.101231.

Granlund A., Narvesjö J., Malou Petersson A., 2019. The Influence of Module Tilt on Snow Shadowing of Frameless Bifacial Modules. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20192019-5CV.4.36>.

Green, M. A., 2005. Silicon photovoltaic modules: A brief history of the first 50 years. *Progress in photovoltaics*, 13(5), pp. 447-455. doi:10.1002/pip.612.

Green M. A., 2018. Chapter I-2-B - High-Efficiency Silicon Solar Cell Concepts, Editor: Soteris A. Kalogirou, McEvoy's Handbook of Photovoltaics (Third Edition), Academic Press, 2018, Pages 95-128, ISBN 9780128099216, doi:10.1016/B978-0-12-809921-6.00005-7.

Gueymard, C.A., Lara-Fanego, V., Sengupta, M., & Xie, Y., 2019. Surface albedo and reflectance: Review of definitions, angular and spectral effects, and intercomparison of major data sources in support of advanced solar irradiance modeling over the Americas. *Solar energy*, 182(C), pp. 194-212. doi: 10.1016/j.solener.2019.02.040

Hiilineutraali Suomi 2021. Laskurit [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.hiilineutraalisuomi.fi/fi-FI/Tyokalut/Laskurit> [viitattu 20.5.2021].

Hollemann, C., Haase, F., Rienäcker, M., Barnscheidt, V., Krügener, J., Folchert, N., Brendel, R., Richter, S., Großer, S., Sauter, E., Hübner, J., Oestreich, M., Peibst, R., 2020. Separating the two polarities of the POLO contacts of an 26.1%-efficient IBC solar cell. *Scientific reports*, 10(1), p. 658. doi:10.1038/s41598-019-57310-0

Huld, T., Müller, R. and Gambardella, A., 2012. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar energy*, 86(6), pp. 1803-1815. doi: 10.1016/j.solener.2012.03.006.

Ilmatieteen laitos, 2021a. Suomen ilmastovyöhykkeet, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/suomen-ilmastovyohykkeet> [viitattu 10.11.2021].

Ilmatieteen laitos, 2021b. Ilmatieteen laitoksen avoin data ja lähdekoodi, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/avoin-data> [Viitattu 10.11.2021]

Ilmatieteen laitos, 2021c. Lumitilastot [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/lumitilastot> [viitattu 29.6.2021].

Ilmatieteen laitos, 2021d. Talven lumiseuranta, [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.ilmatieteenlaitos.fi/talvitilanne?39hZVtANSnkqOzGFlxISse_q=lang%253Dfi%2526station%253D101933 [Viitattu 29.06.2021].

Ilmatieteenlaitos, 2021f. Lämmitystarveluku eli astepäiväluku, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/lammitystarveluvut> [viitattu 17.5.2021].

Innoair, 2021. CanadianSolar aurinkojärjestelmä [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.innoair.fi/epages/innoair.sf/fi_FI/?ObjectPath=/Shops/Innoair/Products/cosolar.12-PH [viitattu 30.6.2021].

IPCC, 2018: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V.,

P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. In Press.

IRENA & IEA-PVPS, 2016. End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels, International Renewable Energy Agency and International Energy Agency Photovoltaic Power Systems.

IRENA, 2020a. Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA, 2020b. Innovation landscape brief: Peer-to-peer electricity trading, International Renewable, Abu Dhabi.

Isakovic A., 2019. Sprakebüll – A Pioneering Energy Community in North Frisia, Germany.

Jha, V. & Triar, U. S. 2019. A detailed comparative analysis of different photovoltaic array configurations under partial shading conditions. *International transactions on electrical energy systems*, 29(6), pp. -n/a. doi:10.1002/2050-7038.12020.

Jordan, D. C. & Kurtz, S. R., 2013. Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review. *Progress in photovoltaics*, 21(1), pp. 12-29. doi:10.1002/pip.1182.

Jordan, D. C., Kurtz, S. R., VanSant, K. & Newmiller, J., 2016. Compendium of photovoltaic degradation rates. *Progress in photovoltaics*, 24(7), pp. 978-989. doi:10.1002/pip.2744

Kalogirou, S. A., 2014. Solar energy engineering: Processes and systems. Second edition. Amsterdam: Elsevier/Academic Press. ISBN 9780123972705, doi:10.1016/B978-0-12-397270-5.05001-9.

Kasten F. & Young A., 1989. Revised optical air mass tables and approximation formula, *Appl. Opt.* 28, pp. 4735-4738.

Keisan Online Calculator service, 2021. Solar elevation angle (for a year) Calculator, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://keisan.casio.com/exec/system/1224682331> [viitattu 14.6.2021].

Kirk A. P., 2015. Solar photovoltaic Cells, pp. 9-24, Academic Press. ISBN 9780128023297, doi:10.1016/B978-0-12-802329-7.00002-X.

KHO:2021:20. Korkein hallinto-oikeus.

Kreder, M. J., Alvarenga, J., Kim, P., & Aizenberg, J., 2016. Design of anti-icing surfaces: Smooth, textured or slippery? Nature reviews. Materials, 1(1). doi:10.1038/natrevmats.2015.3.

Kumar A. Bieri, M., Reindl, T., & Aberle A., 2017. Economic Viability Analysis of Silicon Solar Cell Manufacturing: Al-BSF versus PERC. Energy Procedia. 130, pp. 43-49. Doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.412.

Köntges M., Altmann S., Heimberg T., Jahn U., Berger K., Pyps I., 2018. Mean Degradation Rates In Pv Systems For Various Kinds Of Pv Module Failures. Doi: 10.4229/EUPVSEC20162016-5DP.1.2.

L 30.12.1993/1501 Arvonlisäverolaki. [Annettu: 30.12.1993]

L 30.12.1996/1260 Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta. [Annettu: 30.12.1996]

L 9.8.2013/588 Sähkömarkkinalaki. [Annettu: 9.8.2013]

Lapin Liitto, 2007. Lapin energiastrategia. [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://docplayer.fi/2578479-Lapin-liitto-lapin-energiastrategia.html> [viitattu 14.5.2021].

Larsen, J.H., Soerensen, H.C., Christiansen, E., & Naef, S., 2005. Experiences from Middelgrunden 40 MW Offshore Wind Farm.

Lecocq M., 2020. Opiskeiljatyö: Model the installation of solar panels in a village of Lapland.

Lempäälän energia, 2021. LEMENE, Lempäälän energiayhteisö, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <http://www.lempaalanenergia.fi/content/fi/1/20149/Hanke-esittely.html> [viitattu 10.9.2021].

Lindfors, A.V, Heikkilä A., Koskela T. & Arola A., 2013. Solar irradiance on inclined surfaces in Jokioinen, Southern Finland, during snow-covered spring conditions, 13th EMS Annual Meeting, European Meteorological Society, EMS 2013-253.

Liu B. Y.H., Jordan R. C., 1963. The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors: With design data for the U.S., its outlying possessions and Canada. *Solar energy*, 7(2), pp. 53-74. doi:10.1016/0038-092X(63)90006-9.

Luomaranta, A., Aalto, J. & Jylhä, K., 2019. Snow cover trends in Finland over 1961–2014 based on gridded snow depth observations. *International journal of climatology*, 39(7), pp. 3147-3159. doi:10.1002/joc.6007.

LUT, 2019. Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto, Aurinkoenergia ja aurinkosähkö Suomessa, [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/aurinkoenergia-ja-aurinkosahko-suomessa [viitattu 30.11.2021].

MacDonald, D., 2012. The emergence of n-type silicon for solar cell manufacture, Australia and New Zealand Solar Energy Society Conference (Solar 2012), Australian Solar Energy Society, Sydney NSW, pp. 6.

Mackay, M. E., 2015. *Solar Energy: An Introduction*. Oxford, United Kingdom: Oxford University Press. ISBN-13: 9780199652105, doi: 10.1093/acprof:oso/9780199652105.001.0001.

Maghami, M. R., Hizam, H., Gomes, C., Radzi, M. A., Rezadad, M. I. & Hajighorbani, S., 2016. Power loss due to soiling on solar panel: A review. *Renewable & sustainable energy reviews*, 59, pp. 1307-1316. doi: 10.1016/j.rser.2016.01.044.

Malathy, S. & Ramaprabha, R., 2015. Comprehensive analysis on the role of array size and configuration on energy yield of photovoltaic systems under shaded conditions, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 49, pp. 672-679.

MET éireann, 2021. Solar radiation, lisenssi: CC BY 4.0, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.met.ie/science/valentia/solar-radiation> [muokattu 20.08.2021].

Motiva, 2020. Kuluttaja, alle 50 kVA, [Verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/sahkon_pientuotanto/kuluttaja_alle_50_kva [viitattu 22.9.2021].

Motiva, 2021a. Verkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä, [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/tarvittava_laitteisto/verkkoon_liitetty_aurinkosahkojarjestelma [viitattu 20.09.2021].

Motiva, 2021b. Verkkoon kytkemätön aurinkosähköjärjestelmä, [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/tarvittava_laitteisto/verkkoon_kytkeaton_aurinkosahkojarjestelma [viitattu 20.09.2021].

Motiva, 2021c. Mitoitusmenetelmiä [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus/mitoitusmenetelmia [Viitattu 15.7.2021].

Motiva, 2021d. Aurinkosähkötuotannon taloudellinen tukeminen, [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkotuotannon_taloudellinen_tukeminen [viitattu 10.6.2021].

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2021, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html> [muokattu 26.6.2021].

Pahkala T., Uimonen H., Väre V., 2018. Työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän loppuraportti: Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä.

Parent, O., & Ilinca, A., 2011. Anti-icing and de-icing techniques for wind turbines: Critical review. *Cold regions science and technology*, 65(1), pp. 88-96.

Pegau, W., & Paulson, C., 2001. The albedo of Arctic leads in summer. *Annals of Glaciology*, 33, pp. 221-224. doi:10.3189/172756401781818833.

Preisendorfer, R. W. & Mobley, C. D., 1986. Albedos and glitter patterns of a wind-roughened sea surface. *Journal of physical oceanography*, 16(7), pp. 1293-1316. doi:10.1175/1520-0485(1986)016<1293:AAGPOA>2.0.CO;2.

Radl, J., Fleischhacker, A., Revheim, F. H., Lettner, G. & Auer, H., 2020. Comparison of Profitability of PV Electricity Sharing in Renewable Energy Communities in Selected European Countries. *Energies (Basel)*, 13(19), p. 1. doi:10.3390/en13195007.

Rasinkoski, 2020. Aurinkosähköjärjestelmien paloriskit ja sammutusturvallisuus, [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/files/17365/Aurinkosahkojarjestelmien_paloriskit_ja_sammutusturvallisuus.pdf [viitattu 7.7.2021].

Roof Hub, 2021. Understanding Roof Pitch Terminology, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://myroofhub.com/roof-pitch/> [viitattu 21.5.2021].

Rouhiainen, 2010. Sähkönmyyjän raporttia asiakkaan energiankäytöstä- raportti. https://energia.fi/files/721/Sahkon_kayttoraportti_2010_loppuraportti_liitteineen_paiv._20150821.pdf [viitattu: 29.5.2021].

Rovaniemien kaupunki, 2021. Kylien kehittämisjaosto. [verkkodokumentti]. saatavissa: <https://www.rovaniemi.fi/Kaupunki-ja-paatoksenteke/Paatoksenteke/Toimielimet-ja-lautakunnat/Kylien-kehittämisjaosto> [viitattu 17.10.2021].

Sanz Saiz, C., Polo Martínez, J. & Martín Chivelet, N., 2020. Influence of Pollen on Solar Photovoltaic Energy: Literature Review and Experimental Testing with Pollen. *Applied sciences*, 10(14), p. 4733. doi:10.3390/app10144733.

Satpathy, P. R., Jena, S. & Sharma, R., 2018. Power enhancement from partially shaded modules of solar PV arrays through various interconnections among modules. *Energy (Oxford)*, 144, pp. 839-850. doi: 10.1016/j.energy.2017.12.090.

Shirzadi, S., Hizam, H. & Wahab, N. I. A., 2014. Mismatch losses minimization in photovoltaic arrays by arranging modules applying a genetic algorithm. *Solar energy*, 108, pp. 467-478. doi: 10.1016/j.solener.2014.08.005.

Siemens, 2020. A truly powerful shopping center, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://new.siemens.com/global/en/company/stories/infrastructure/2020/sello-virtual-power-plant.html> [viitattu 10.9.2021].

Simcock, N., Willis, R., and Capener, P., 2016. *Cultures of Community Energy, International case studies*, Lancaster Environment Centre, Lancaster University.

Suomen KattoCenter Oy, 2021. Miten valita oikea katto? [Verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.kattocenter.fi/fi/kattoremontti/miten-valita-oikea-katto/> [viitattu 21.5.2021].

Talousarvio, 2021. Talousarvio 2021 ja taloussuunnitelma 2022-2023, Rovaniemi, 2020, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://rovaniemi.perussuomalaiset.fi/wp-content/uploads/sites/163/2020/11/Talousarvio-2021-ja-suunnitelma-2022-2023.pdf> [viitattu 20.5.2021].

Tilastokeskus, 2019. Asukasrakenne, 2019, [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/Postinumeralueittainen_avoin_tieto/Postinumer

oalueittainen_avoin_tieto__2021/paavo_pxt_12ey.px/table/tableViewLayout1/ [viitattu 25.5.2021].

Tripathy M. Sadhu P., Panda S.K., 2016. A critical review on building integrated photovoltaic products and their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 61, pp. 451-465. 10.1016/j.rser.2016.04.008.

Varanasi, K. K., Hsu, M., Bhate, N., Yang, W., & Deng, T., 2009. Spatial control in the heterogeneous nucleation of water. *Applied Physics Letters*, 95(9), 094101. doi:10.1063/1.3200951.

Verohallinto, 2021. Energiaverotus, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56206/energiaverotus2/> [viitattu: 20.11.2021].

Weihs, P. & Laimighofer, Johannes & Formayer, H. & Olefs, M., 2021. Influence of snow making on albedo and local radiative forcing in an alpine area. *Atmospheric Research*. 255. 105448. 10.1016/j.atmosres.2020.105448.

Wierling A, Schwanitz VJ, Zeiß JP, Bout C, Candelise C, Gilcrease W, Gregg JS., 2018. Statistical Evidence on the Role of Energy Cooperatives for the Energy Transition in European Countries. *Sustainability*.; 10(9):3339. <https://doi.org/10.3390/su10093339>

Wirth, H., Weiß, K.-A., & Wiesmeier, C., 2016. Photovoltaic Modules: Technology and Reliability [Verkköjulkaisu]. Berlin/Boston: De Gruyter. ISBN: 9783110348286.

Ye J. Y., Reindl, Aberle A. G. and Walsh T. M., 2014. Performance Degradation of Various PV Module Technologies in Tropical Singapore, in *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, no. 5, pp. 1288-1294, doi: 10.1109/JPHOTOV.2014.2338051.

Ympäristöhallinto, 2013a. Kattojen lumikuorma, [verkkodokumentti]. Saatavissa: http://wwwi2.ymparisto.fi/i2/90/rokb2/tanaan_fi.html [viitattu 29.11.2021].

Ympäristöhallinto, 2013b. Kattojen peruslumikuorma, [verkkodokumentti]. Saatavissa: <http://wwwi2.ymparisto.fi/i2/kattolumikuorma.html#1998-2014> [viitattu 29.11.2021].

ZyMOS, 2006. Aurinkokennojen I-V käyrät eri auringon säteilyn voimakkuuksilla, [verkkodokumentti]. Saatavissa: https://en.wikipedia.org/wiki/Maximum_power_point_tracking [viitattu 2.10.2021].